

Energievooruitzichten
voor België tegen 2030
in een tijdperk van
klimaatverandering

Danielle Devogelaer,
Dominique Gusbin

Oktober 2007



Federaal Planbureau
instelling van openbaar nut

Kunstlaan 47-49
1000 Brussel



**Energievooruitzichten
voor België tegen 2030
in een tijdperk van
klimaatverandering**

Danielle Devogelaer,
Dominique Gusbin

Oktober 2007



Federaal Planbureau

Het Federaal Planbureau (FPB) is een instelling van openbaar nut.

Het FPB voert beleidsrelevant onderzoek uit op economisch, sociaal-economisch vlak en op het vlak van leefmilieu.

Hiertoe verzamelt en analyseert het FPB gegevens, onderzoekt het aanneembare toekomstscenario's, identificeert het alternatieven, beoordeelt het de gevolgen van beleidsbeslissingen en formuleert het voorstellen.

Het stelt zijn wetenschappelijke expertise onder meer ter beschikking van de regering, het Parlement, de sociale gesprekspartners, nationale en internationale instellingen.

Het FPB zorgt voor een ruime verspreiding van zijn werkzaamheden. De resultaten van zijn onderzoek worden ter kennis gebracht van de gemeenschap en dragen zo bij tot het democratisch debat.

Internet

URL: <http://www.plan.be>

E-mail: contact@plan.be

Publicaties

Terugkerende publicaties:

De economische vooruitzichten
De economische begroting
De "Short Term Update"

Planning Papers (de laatste nummers)

Het doel van de "Planning Papers" is de analyse- en onderzoekswerkzaamheden van het Federaal Planbureau te verspreiden.

100 *De administratieve lasten in België voor het jaar 2005*
L. Janssen, Ch. Kegels, F. Verschueren - Februari 2006

101 *Economisch structuurbeleid: de Lissabonagenda*
B. Biatour, J. Fiers, Ch. Kegels, B. Michel, J. van der Linden, J. Verlinden -
September 2006

Working Papers (de laatste nummers)

12-07 *Wage and age related employers' SSC cuts and wage subsidies in the 2007 vintage of HERMES*
P. Stockman - September 2007

13-07 *Werkloosheidsuitkeringen en de effectiviteit op lange termijn van verminderingen in de personenbelastingen, werknemers- en werkgeversbijdragen in LABMOD*
P. Stockman - September 2007

14-07 *Market services labour productivity growth in three small European countries: Austria, Belgium and the Netherlands*
B. Biatour, Ch. Kegels - Oktober 2007

Overname wordt toegestaan, behalve voor handelsdoeleinden, mits bronvermelding.
Drukwerk: Federale Overheidsdienst Economie, KMO, Middenstand en Energie

Verantwoordelijke uitgever: Henri Bogaert
Wettelijk Depot: D/2007/7433/24

Dankwoord

Deze Planning Paper had het licht niet gezien zonder de zeer geapprecieerde medewerking van een aantal personen; helemaal vooraan in deze Planning Paper willen we hen dan ook bedanken voor hun hulp en inzet. Daarbij denken we in de eerste plaats aan de heer Pantelis Capros en zijn team van de NTUA voor de realisatie van de scenario's en hun onvervangbare hulp bij de analyse van de resultaten van het model PRIMES, de leden van de FOD Leefmilieu en van de Commissie Energie 2030 voor hun commentaar en nuttige suggesties tijdens de uitwerking van hun respectievelijke studies, de collega's van het Federaal Planbureau en de leden van de Directieraad voor hun tijd, beschikbaarheid en waardevolle opmerkingen, zonder uiteraard onze collega's te vergeten die de lay-out en de vertaling van dit document voor hun rekening hebben genomen, zoals altijd met de nodige inzet en ijver.



Inhoudstafel

Samenvatting van de belangrijkste resultaten	1
Inleiding	7
I Methodologie	9
II Referentiescenario	11
A. Hypothesen en beleidskader	12
1. Macro-economische en demografische hypothesen	12
2. Transportactiviteit	13
3. Klimaathypothesen	14
4. Internationale brandstofprijzen	15
5. Niet-energetische CO ₂ en niet-CO ₂ -broeikasgassen	18
6. Beleidskader	19
7. Andere hypothesen	22
B. Energievooruitzichten	23
1. Primaire energievraag en energiebevoorrading	23
2. Eindvraag naar energie	26
3. De elektriciteits- en stoomproductie	36
C. CO ₂ - en broeikasgasemissievooruitzichten	42
III Gevoeligheidsanalyses	49
A. Prijsvarianten	49
1. Primaire energievraag	51
2. Eindvraag naar energie	53
3. Elektriciteitsproductie	55
B. Variant rond een lagere economische groei	57
1. Primaire energievraag	58
2. Eindvraag naar energie	60
3. Elektriciteitsproductie	60
C. Besluit	61
IV Scenario's voor CO ₂ - en broeikasgasemissiereductie	63
A. Context en analysekader	63
B. Een Europese reductiedoelstelling in twee scenario's van Belgisch energiebeleid	65
1. Marginale reductiekost of koolstofwaarde	66

2. Totale en sectorale emissies	67
3. Eindvraag naar energie	71
4. Elektriciteitsproductie	75
5. Primaire energievraag en energiebevoorrading	80
C. Een Belgische reductiedoelstelling in drie scenario's van Belgisch energiebeleid	82
1. Marginale reductiekost of koolstofwaarde	83
2. Totale en sectorale emissies	83
3. Eindvraag naar energie	86
4. Elektriciteitsproductie	92
5. Primaire energievraag en energiebevoorrading	96
D. Gedragwijzigingen, energiebesparingen en emissiereducties	98
1. Energie-efficiëntie	98
2. Eindvraag naar energie	99
3. Elektriciteitsproductie	101
4. Primaire energievraag en energiebevoorrading	102
5. Totale en sectorale emissies	103
V Uitdagingen voor het Belgische energiebeleid	107
A. Toelichting	107
1. De bevoorradingszekerheid	107
2. Kernenergie	109
3. Hernieuwbare energiebronnen	109
4. Opvang en opslag van koolstof (CCS)	110
5. De beheersing van het energieverbruik	110
B. Pistes voor toekomstig onderzoek	111
Bijlagen	113
A. Korte beschrijving van het PRIMES-model	113
B. Internationale energieprijsvooruitzichten	115
C. Gedetailleerde resultaten van het referentiescenario	118
D. Definitie van de gebruikte indicatoren in hoofdstuk III en IV	120
E. Details van het design van de alternatieve scenario's (cfr. deel IV.B en IV.C)	121
F. Energiebesparingen in het PRIMES-model: potentieel, modellering en interpretatie van de resultaten	123
Bibliografie	127



Samenvatting van de belangrijkste resultaten

Inleiding

Het Federaal Planbureau (FPB) heeft de traditie om om de 3 jaar een Planning Paper (PP) uit te brengen waarin de lange-termijnergievooruitzichten voor België worden beschreven. Deze PP is de derde in de reeks (na de PP88 (Courcelle en Gusbin, 2001) en de PP95 (Gusbin en Hoornaert, 2004)), deze keer werd het accent gelegd op de link met klimaatverandering. Inspiratie daarvoor werd geput uit drie recente studies die door het FPB werden gepubliceerd, nl. de post-2012-klimaatstudie voor federaal minister van Leefmilieu B. Tobbacq (FPB, 2006a), de Belgische energiebeleidsstudie tegen 2030 (FPB, 2006b) opgesteld in het kader van de werkzaamheden van de Commissie Energie 2030 die door federaal minister van Energie M. Verwilghen in het leven is geroepen en een Working Paper die een scharnierpunt vormt tussen bovenvermelde studies, de "toelichtings-WP" (Gusbin en Henry, 2007). De drie rapporten vertrekken van eenzelfde referentiescenario, maar verschillen in de keuze van alternatieve scenario's. In deze PP worden hun aanpakken hernomen, gecombineerd en de belangrijkste lessen naar voren geschoven, aangevuld met de bespreking van een volledig nieuw scenario rond energie-efficiëntie en energiebesparingen.

Referentiescenario

Een eerste thema dat onderzocht wordt, is de structuur van de primaire Belgische energievraag. Tussen 2000 en 2030 stijgt het verbruik van steenkool en aardgas (respectievelijk met gemiddeld 1,1 % en 1,3 % per jaar) aangezien de nucleaire centrales vervangen dienen te worden, maar vooral de toename van de hernieuwbare energiebronnen is opmerkelijk (gemiddeld met 4,2 % per jaar). Op het einde van de projectieperiode vullen ze 5,2 % in van de primaire energievraag. De energie-intensiteit van het bbp ondergaat een aanzienlijke duik en daalt jaarlijks met gemiddeld 1,9 %, en dit ondanks een stijgende economische groei (gemiddeld 1,9 % per jaar) en een toenemend bevolkingsaantal (gemiddeld 0,2 % per jaar).

De eindvraag naar energie neemt toe met 10 % tijdens de periode 2000-2030 met belangrijke relatieve wijzigingen wat betreft de vraag naar vaste brandstoffen (-43 %), warmte en HEB (+89 %), elektriciteit (+36 %) en gas (+18 %), terwijl de vraag naar olieproducten gelijk blijft. Wat betreft de sectorale samenstelling van de eindvraag naar energie vinden de grootste relatieve wijzigingen plaats in de tertiaire sector (+39 %) en transport (+17 %).

De productie van elektriciteit neemt eveneens toe van 82,6 TWh in 2000 naar 112 TWh in 2030. In dit laatste projectiejaar wordt de productie hoofdzakelijk verze-

kerd door thermische centrales die functioneren op fossiele brandstoffen (99 TWh), de hernieuwbare energiebronnen genereren het saldo (13 TWh), de laatste kerncentrale sluit immers haar deuren in 2025. Het aandeel van elektriciteit uit warmtekrachtkoppeling bedraagt 18 % in 2030, hernieuwbare elektriciteit vertegenwoordigt 12 % van de productie. Tussen 2000 en 2030 dient de geïnstalleerde productiecapaciteit met 50 % uitgebreid te worden, en dit omwille van drie redenen: 1) een groeiende vraag naar elektriciteit (gemiddeld +1 % per jaar), 2) een dalende netto-elektriciteitsinvoer 3) een groter aandeel van hernieuwbare energiebronnen met vaak een intermitterend karakter waardoor back-upcapaciteit noodzakelijk is.

Vertaald naar energetische CO₂-uitstoot komt dit energieplaatje neer op een toename van 25,2 Mt (van 114,7 Mt in 2000 naar 139,9 Mt in 2030), of een gemiddelde jaarlijkse groei van 0,7 % tussen 2000 en 2030. Tijdens de twee eerste decennia is het groeiritme eerder bescheiden (0,1 % jaarlijks), tussen 2020 en 2030 lijkt het hek echter van de dam en nemen de energetische CO₂-emissies gemiddeld toe met 1,8 % per jaar, hoofdzakelijk als gevolg van de vervanging van de kerncentrales door gas- en steenkoolgestookte centrales. In 2030 ligt het CO₂-emissieniveau 32 % hoger dan geregistreerd in 1990, het basisjaar¹ voor het Kyoto-protocol.

Gevoeligheidsanalyses

De gevoeligheidsanalyses tonen de impact van hogere koolwaterstofprijzen (olie en aardgas) en van een lagere economische groei op de resultaten van het referentiescenario. Dit vertaalt zich in lichtjes afwijkende evoluties van de energetische CO₂-projecties, waardoor in 2030 een kader ontstaat van [133,6;140,6] Mt CO₂ waarbinnen de evolutie van de CO₂-emissies van energetische aard in het referentiescenario zich voltrekt.

Scenario's voor CO₂- en broeikasgasemissiereductie

Het pièce de résistance van de PP bevindt zich in hoofdstuk 4 waar overgegaan wordt tot de analyse van de scenario's voor CO₂- en broeikasgasemissiereductie. Een selectie van reductiescenario's wordt voorgeschoteld, en dit volgens drie methodologieën die besproken worden in drie opeenvolgende delen.

In een eerste deel wordt uitgegaan van een reductiedoelstelling bepaald op Europees niveau (vermindering van de *Europese* broeikasgassen met 30 % in 2030 ten opzichte van het niveau behaald in 1990) en verdeeld tussen de Europese lidstaten volgens het criterium van de economische efficiëntie. Deze aanpak leidt tot het bepalen van een marginale reductiekost of koolstofwaarde (in de grootte-orde van 200 €/t CO₂) die gelijk is voor alle economische sectoren en voor alle landen. De implementatie van de koolstofwaarde heeft, via gedragswijzigingen in verbruik en technologiekeuze, een impact op het Belgisch energetisch systeem en haar CO₂- en broeikasgasemissies die verschillend is naargelang het gevolgde energiebeleidskader. Dit Belgisch energetisch beleidskader wordt vereenvoudigd tot twee keuzes: wel of geen toegang tot nucleaire energie. Dit komt overeen met twee reductiescenario's die bestudeerd worden.

De implementatie van deze twee reductiescenario's heeft gevolgen zowel voor de eindvraag naar energie, de productie van elektriciteit als voor de primaire ener-

1. Overeenkomstig het Protocol van Kyoto is het referentiejaar voor CO₂, CH₄ en N₂O 1990, maar 1995 voor de gefluoreerde gassen.

gievraag. Op het niveau van de totale eindvraag naar energie grijpen er energiebesparingen plaats die verschillend zijn naargelang de energiebeleidsop-tiekeuze (geen of wel kernenergie): deze bedragen respectievelijk 11 % en 9 % van het energie-eindverbruik van het referentiescenario in 2030. Naast energiebespa-ringen vinden er eveneens substituties tussen energievormen plaats, vooral ten gunste van elektriciteit en hernieuwbare energiebronnen en ten nadele van steenkool. Wat de productie van elektriciteit betreft, grijpen belangrijke wijzigingen plaats in beide scenario's. Steenkool verdwijnt daarbij volledig van het produc-tietoneel. De evolutie van de elektriciteitsproductie ligt lager in het scenario zonder kernenergie (gemiddeld +0,9 % per jaar ten opzichte van +1,0 % in het re-ferentiescenario) en hoger in het reductiescenario met kernenergie (gemiddeld +1,4 % jaarlijks). Ook de productiestructuur wordt grondig dooreengeschud: in het scenario zonder kernenergie gebeurt de productie in 2030 ongeveer voor drie kwart op basis van aardgas en voor één kwart op basis van hernieuwbare ener-giebronnen, in het scenario met kernenergie gebeurt de productie in hoofdzaak door nucleaire energie (51 %), de andere helft wordt verzekerd door aardgas (27 %) en hernieuwbare energiebronnen (21 %). De veranderingen die de beper-king op broeikasgasemissies in de Europese Unie teweegbrengt op het vlak van de eindvraag en de productie van elektriciteit krijgen ook een staartje wat betreft het niveau en de structuur van de energiebehoeften en –bevoorrading. In het sce-nario zonder nucleaire energie grijpen er substituties plaats tussen energievormen ten gunste van aardgas en hernieuwbare energiebronnen en ten nadele van steenkool. In het scenario met kernenergie daalt de vraag naar fossiele energie, onder andere wegens het lagere verbruik in de elektriciteitsproductiesector.

In een tweede deel wordt er op nationaal Belgisch niveau een louter energetisch CO₂-objectief (vermindering van de *Belgische* energetische CO₂-uitstoot met 15 % in 2030 ten opzichte van het niveau genoteerd in 1990) vastgepind. Ook hier kun-nen verschillende energiebeleidsop-ties helpen om deze doelstelling te realiseren: ditmaal viel de keuze op twee technologieën binnen de elektriciteitsproductiesec-tor, nl. nucleaire energie en opvang en opslag van koolstof (*Carbon Capture and Storage* of CCS). Naargelang (g)een van beide opties wordt geïmplementeerd, be-komt men een verschillende waarde voor koolstof. Het principe blijft nochtans gelijk aan datgene gehanteerd in de vorige reductiescenario's: doelstelling ⇒ koolstofwaarde ⇒ wijziging in het gedrag van de energieproducenten en -con-suumenten (verbruik, technologiekeuze) zodanig dat de doelstelling wordt gehaald. Ook hier vinden ingrijpende wijzigingen plaats op het vlak van de energie-eind-vraag, elektriciteitsproductie en primaire energievraag. Alle besproken reductiescenario's (met of zonder nucleaire energie en/of CCS) boeten (aanzien-lijk) in op het finaal energieverbruik. De eindvraag naar energie is jaar na jaar kleiner dan in het referentiescenario. Naargelang het beschouwde reductiescena-rio bevindt het zich in 2030 5 %, 8 % of 19 % onder het niveau van het eindverbruik in het referentiescenario. In het CO₂ -15 % *zonder nucleair zonder CCS*-scenario wordt de gemiddelde jaarlijkse groeivoet zelfs negatief. De belangrijkste structurele wijzigingen vergeleken met het referentiescenario zijn (1) een daling en zelfs marginalisering van de vaste brandstoffen (2) de opmars van het aandeel van elektriciteit. Dit heeft onmiddellijke repercussies op de productie van elektri-citeit. Wanneer geen toevlucht gezocht kan worden tot nucleaire energie of de CCS-technologie, ligt de gemiddelde jaarlijkse groeivoet voor de elektriciteitspro-ductie lager dan in het referentiescenario (en bedraagt gemiddeld 0,9 % per jaar, ten opzichte van 1,0 % per jaar in het referentiescenario), in de twee andere alter-natieve scenario's (CO₂ -15 % *zonder nucleair met CCS* en CO₂ -15 % *met nucleair*

zonder CCS) is deze minstens gelijk aan deze van het referentiescenario (en is zelfs een stuk hoger in het scenario met kernenergie). In dit laatste scenario neemt kernenergie in 2030 iets meer dan de helft van de productie voor haar rekening. Bovendien profiteren de hernieuwbare energiebronnen in alle reductiescenario's van de CO₂-reductiebeperking: hun aandeel in de elektriciteitsproductie in 2030 verdubbelt ongeveer in vergelijking met het referentiescenario. De impact op de primaire energievraag blijft niet achter en wijzigt zelfs spectaculair naargelang het scenario. In alle reductiescenario's deelt steenkool het hardst in de klappen: het aandeel van steenkool binnen de primaire energievraag krimpt aanzienlijk. Enkel in het scenario waarin CCS een mogelijke reductieoptie is, blijft de schade nog enigszins binnen de perken: het aandeel van steenkool in het primair energieverbruik zakt dan weg naar ongeveer 14 % in 2030 (ten opzichte van 21 % in het referentiescenario en minder dan 3 % in de twee andere reductiescenario's (zonder CCS)). Voor aardgas merken we dat in de scenario's waarin de kerncentrales na een operationele levensduur van 40 jaar worden uitgedoofd, het aandeel sterk toeneemt. Wanneer daarenboven CCS geen reductie-soelaas brengt, zal aardgas ongeveer de helft van de primaire energievraag gaan uitmaken. Tenslotte valt op dat alle reductiescenario's een gunstige invloed hebben op het gebruik van hernieuwbare energiebronnen: hun aandeel in de primaire energievraag schommelt tussen 7 en 11 % in 2030 terwijl dit in het referentiescenario om en bij de 5 % bedraagt.

Een derde deel belicht de emissiereducties vanuit een heel andere invalshoek: het spitst zich toe op energiebesparingen, energie-efficiëntie en vraagverminderingen onder het motto "energie die niet verbruikt wordt, dient niet geproduceerd, en vervuult ook niet". Het inbinden op de vraag naar energie is echter helemaal geen sinecure, want er spelen, naast prijseffecten, ook andere, moeilijk in kaart te brengen factoren. De intrinsieke inertie van het energetisch systeem gekoppeld aan het gedrag van de economische agenten bij investeringsbeslissingen leiden er immers toe dat de mogelijkheden om aan energiebesparing te doen slechts heel geleidelijk en erg gefragmenteerd gerealiseerd worden. Gerichtte beleidsmaatregelen zijn dan ook noodzakelijk. In dit deel wordt de impact van dergelijke beleidsmaatregelen op de vraagbeheersing onderzocht. Verschillende Europese richtlijnen inzake efficiëntie worden geïntegreerd in het *energie-efficiëntiescenario* waarbij verondersteld wordt dat volledig voldaan is aan wat in die richtlijnen wordt gestipuleerd. Technisch gebeurt dit alles door een relaxatie van de actualiseringspercentages van de verschillende agenten waardoor hun perceptie van de kosten voor energie wijzigt en ze sneller zullen overgaan tot kosten- en energie-efficiënte aankopen. Interessant daarbij om weten is dat ex ante geen specifieke reductiedoelstelling naar voor wordt geschoven, het model berekent zelf de behaalde emissiereductie.

Het voornaamste doel van de energie-efficiëntiemaatregelen is om de vraag naar energie om te buigen. In de eerste plaats zal dit *energie-efficiëntiescenario* dan ook een invloed hebben op de finale eindvraag naar energie: deze valt in 2030 13 % lager uit dan in het referentiescenario. Vooral huishoudens en de tertiaire sector perken hun finaal verbruik in, terwijl de transportsector en vooral de industrie dit veel minder doen. Van alle bestudeerde scenario's kent het *energie-efficiëntiescenario* de laagste groei in verbruik van elektriciteit: deze groeit jaarlijks slechts met gemiddeld 0,4 % aan tussen 2000 en 2030. Gezien de vraag naar elektriciteit significant lager ligt dan in het referentiescenario (-18 % in 2030) krimpt ook de productie van elektriciteit, waardoor de productiecapaciteit minder sterk dient uitgebreid te worden. Bovendien worden op lange termijn efficiëntere productie-

technologieën ingezet (zoals warmtekrachtkoppeling). Wijzigingen geïnitieerd in de finale vraag naar energie en in de elektriciteitsproductie hebben eveneens een effect op de primaire-energiebehoefte. Alle energievormen moeten inboeten aan verbruik, maar de grootste vraagdaling wordt genoteerd voor steenkool, gevolgd door aardgas. De combinatie van een lagere energievraag en een sterke afname van het gebruik van steenkool in de elektriciteitssector resulteren in significant lagere CO₂-emissies van energetische aard. In 2030 bevinden de CO₂-emissies van energetische aard zich ongeveer 3 % boven het niveau behaald in 1990. In vergelijking met het referentiescenario stelt dit een daling voor ter waarde van 22 %.



Inleiding

In een tijdperk waarin nieuwsberichten gonzen van woorden als klimaatverandering, toenemende concentratie aan broeikasgassen en CO₂-emissiereducties, is het belangrijk te kunnen beschikken over een idee wat deze termen betekenen voor België, meer bepaald voor ons nationaal energetisch en economisch systeem. Met deze Planning Paper (PP) wil het Federaal Planbureau een aantal “wat als?”-scenario's beschrijven die kwantitatief nagaan wat er met ons nationaal energetisch systeem in de toekomst staat te gebeuren indien bepaalde beleidsopaties (niet) doorgedrukt worden.

Het Federaal Planbureau (FPB) heeft de traditie om om de 3 jaar een PP uit te brengen waarin de lange-termijnenergievooruitzichten voor België worden beschreven. Deze PP is de derde in de reeks (na de PP88 (Courcelle en Gusbin, 2001) en de PP95 (Gusbin en Hoornaert, 2004)). Dit keer werd het accent gelegd op de link met klimaatverandering. Inspiratie daarvoor werd geput uit drie recente studies die door het FPB werden gepubliceerd. De eerste studie kwam er op vraag van federaal minister van Leefmilieu B. Tobbacq en resulteerde in een rapport dat in juli 2006 aan de minister werd voorgelegd (FPB, 2006a). Het spitst zich toe op het Belgisch klimaatbeleid na 2012 in een Europese context en in het bijzonder op haar relatie met het energiesysteem. De tweede studie kwam er op vraag van federaal minister van Energie M. Verwilghen en leidde tot de uitwerking van een document dat in september 2006 aan de Commissie Energie 2030 (CE2030) werd overgemaakt en in november 2006 aan de minister werd voorgelegd (FPB, 2006b). Dat rapport bundelt kwantitatieve analyses die door de Commissie Energie 2030 in haar rapport over het Belgische energiebeleid tegen 2030 worden gebruikt (CE2030, 2007). Een derde studie is verschenen onder de vorm van een Working Paper die in feite een scharnierpunt vormt tussen de twee bovenvermelde studies (Gusbin en Henry, 2007). Deze drie cijfermatige studies van het FPB bevatten essentiële informatie op het vlak van energie- en klimaatbeleid die ook in deze PP worden hernomen.

Parallel met de energievoorzichten op lange termijn bestudeert het FPB ook de middellangetermijnevolutie van de energievraag in het kader van de jaarlijkse FPB-publicatie over de economische vooruitzichten voor de komende 5 jaar. Die analyse wordt uitgevoerd met behulp van het macrosectoraal HERMES-model.

Deze PP van het FPB is onderverdeeld in 5 hoofdstukken: het eerste hoofdstuk is gewijd aan de methodologie, de 3 volgende hoofdstukken beschrijven de verschillende bestudeerde scenario's, het laatste hoofdstuk doet de langetermijnuitdagingen voor het Belgische energiebeleid uit de doeken, naast enkele pistes voor toekomstig werk.

De prospectieve analyse “an sich” wordt dus voorgesteld in de hoofdstukken II, III en IV al naargelang het type scenario dat besproken wordt. Het vertrekt in

hoofdstuk II van een referentiescenario dat de energiesituatie in België beschrijft. Hierbij wordt verondersteld dat de huidige trends en structurele veranderingen aanhouden en wordt er enkel rekening gehouden met goedgekeurde beleidsmaatregelen tot 31 december 2004. Dit referentiescenario laat toe om na te gaan wat er zou gebeuren indien er geen enkele nieuwe actie ondernomen zou worden op het vlak van energie, klimaat en transport. Daarnaast kan met dit referentiescenario ook worden geëvalueerd wat de impact is van nieuwe voorstellen of alternatieve beleidsmaatregelen op de evolutie van het Belgisch energiesysteem en zijn emissies.

In het tweede deel (dat overeenstemt met hoofdstuk III) worden enkele gevoeligheidsanalyses doorgerekend. Deze gevoeligheidsanalyses gaan de invloed na van prijsstijgingen van de koolwaterstoffen (één analyse behandelt de simultane stijging van olie- en aardgasprijzen, een tweede gaat uit van een hogere olie-, maar gemiddelde aardgasprijs) en van een economische groei die lager is dan verondersteld in het referentiescenario.

In het derde deel (hoofdstuk IV) wordt een selectie van post-2012 scenario's besproken. Post-2012 scenario's zijn alternatieve scenario's: ze veronderstellen een bijkomend beleid ten opzichte van het referentiescenario. De naam van deze scenario's is zo gekozen om aan te duiden dat ze de periode na de Kyoto-verbintenissen willen analyseren. In deel IV.B en IV.C worden scenario's besproken waarin nagegaan wordt hoe vooraf gespecificeerde emissiereducties kunnen behaald worden binnen een bepaald (beleids)kader (bvb. met of zonder nucleaire energie, met of zonder de mogelijkheid tot opvang en opslag van CO₂). Het is hier dat voor het eerst kennis wordt gemaakt met de notie van een *carbon value* of koolstofwaarde. Een selectie van post-2012 scenario's wordt gepresenteerd op basis van een welgekozen rode draad, voor het volledige spectrum aan post-2012 analyses wordt de geïnteresseerde lezer doorverwezen naar boven vermelde studies van het FPB.

Nieuw in dit hoofdstuk is de toevoeging in deel IV.D van een analyse die nog niet eerder aan bod kwam in vorig werk van het FPB, met name een *energie-efficiëntiescenario*. Dit scenario maakt geen gebruik van de installatie van een koolstofwaarde, maar veronderstelt een nauwgezette implementatie van een aantal bestaande richtlijnen die als doel hebben het energieverbruik te beperken en energiebesparingen te realiseren in alle sectoren van de eindvraag.

Tenslotte wordt deze PP afgesloten met een blik op de uitdagingen voor het Belgische energiebeleid. Enkele thema's die in de kwantitatieve analyses aan bod kwamen, worden hier onder de microscoop gelegd. Het doek valt uiteindelijk met het aanstippen van een aantal pistes voor toekomstig onderzoek.



Methodologie

Om nationale energie- en emissievooruitzichten tegen 2030 op te stellen en om de invloed van emissiereductiescenario's op het Belgisch energetisch systeem en op haar emissies te kunnen analyseren, wordt het model PRIMES gebruikt. Het PRIMES-model is een model dat ontwikkeld werd in het kader van een onderzoeksproject gefinancierd door het Joule-programma van de Europese Commissie. PRIMES is een energetisch model van partiële evenwichten: het bepaalt een marktevenwicht tussen aanbod van en vraag naar energie ("evenwicht"), maar de gevolgen op het economisch systeem worden daarbij niet geëvalueerd ("partieel"). Het evenwicht wordt bereikt wanneer de prijzen van elke energievorm zodanig zijn dat het aanbod gewenst door de producenten gelijk is aan de vraag gewenst door de verbruikers.

Het model PRIMES geeft niet enkel het gedrag van verschillende agenten (elektriciteitsproducenten, huishoudens, ...) weer, maar ook de energieproductie- en verbruikstechnologieën evenals de technologieën ter vermindering van bepaalde vervuilende stoffen. Het evenwicht is statisch en wordt berekend voor elke periode rekening houdend met de voorgaande periode en de dynamische relaties die de evenwichten tussen de verschillende periodes verbinden. Het economisch systeem is exogeen aan het model en berust op de toekomstperspectieven van coherente sectorale evoluties die gedefinieerd zijn vanuit algemene evenwichts- of econometrische modellen.

PRIMES genereert aldus energie- en emissievooruitzichten op lange termijn (perspectief van 30 jaar) op supranationaal (Europees) en nationaal (Belgisch) niveau. DG TREN maakt al enkele jaren gebruik van het PRIMES-model voor het opstellen van haar energievooruitzichten voor de Europese Unie (EU-15, EU-27) waarbij eveneens per lidstaat vooruitzichten worden gemaakt. Het PRIMES-model wordt ontwikkeld en beheerd door het E3M-laboratorium van de NTUA (National Technical University of Athens) onder leiding van Prof. P. Capros. Voor enkele hypothesen maakt Prof. Capros gebruik van output van andere universiteiten of wetenschappelijke instellingen, zoals bvb. de internationale energieprijzen (obv POLES, nadien aangevuld met het wereldenergiemodel PROMETHEUS en gerevisieerd door een aantal experts) en de transportactiviteit (obv SCENES)¹.

Voor het opstellen en analyseren van de emissiereductiescenario's wordt met het PRIMES-model vertrokken van een referentiescenario waarin het actuele beleid en de huidige trends vervat zitten, maar waarvan specifieke (bijkomende) inspanningen om broeikasgasemissies te verminderen geen deel uitmaken.

1. Een meer gedetailleerde beschrijving van het model kan teruggevonden worden in bijlage A.



Referentiescenario

Een referentiescenario beschrijft een toekomstbeeld van het Belgische energiesysteem waarin bestaand en goedgekeurd beleid en huidige trends doorgetrokken worden over een horizon van 30 jaar. Het geeft dus een samenhangend beeld van de langetermijnevolutie van ons nationaal energiesysteem. Het is niet de bedoeling van het referentiescenario om het meest realistische of het meest waarschijnlijke beeld te schetsen, maar eerder om de impact te simuleren van huidige trends en beleid zoals geïmplementeerd in België tot eind 2004 op het energetisch systeem en de gerelateerde CO₂-emissies rekening houdend met de evolutie van de determinanten van het aanbod en de vraag naar energie.

Het referentiescenario omvat dan actuele kennis over het beleid rond energie-efficiëntie, rond hernieuwbare energiebronnen of klimaatwijziging zonder er evenwel van uit te gaan dat specifieke gestipuleerde doelstellingen behaald worden. De potentiële kloof tussen de resultaten van het referentiescenario en de beleidsdoelstellingen (indicatief of bindend) weerspiegelen dan ook de uitdagingen waarmee politici geconfronteerd zullen worden in de komende jaren naast de nood om (bijkomende) actie te ondernemen indien het doel moet bereikt worden.

Naast haar rol als referentieprojectie dient dit scenario ook als benchmark om alternatieve beleidsscenario's aan te toetsen, gezien het toelaat de impact van de alternatieve beleidsmaatregelen kwantitatief te bepalen.

Voor het referentiescenario van deze studie werd beroep gedaan op de run die voor DG TREN van de Europese Commissie in mei 2006 werd gepubliceerd en waarin ook Belgische vooruitzichten werden opgesteld (EC, 2006). Het referentiescenario steunt op een reeks gestaafde hypothesen over de demografische en economische context (activiteit van de sectoren, internationale brandstofprijzen, enz.) en op de bestaande beleidsmaatregelen op het vlak van energie, vervoer en milieu tot eind 2004. De belangrijkste hypothesen die gebruikt werden om het referentiescenario op te stellen, worden beschreven in dit deel. De hypothesen rond de evolutie van de niet-energetische CO₂ en de niet-CO₂-broeikasgassen worden eveneens voorgesteld, naast de beleidsmaatregelen.

A. Hypothesen en beleidskader

1. Macro-economische en demografische hypothesen

De macro-economische en sectorale lange-termijnprojecties die in het referentie-scenario worden gebruikt, komen uit de vooruitzichten voor DG TREN (EC, 2006). Ze worden samengevat in onderstaande tabel, naast de demografische vooruitzichten.

TABEL 1 - Macro-economische en demografische assumpties voor België, 2000-2030

	2000	2020	2030	00//20	00//30
Bevolking (in miljoen)	10,246	10,790	10,984	0,3	0,2
Gezinsgrootte (inwoners per gezin)	2,42	2,16	2,08		
bbp (in miljoen euro van 2000)	247924	370146	431665	2,0	1,9
Gezinsinkomen (in euro van 2000 per capita)	12904	17226	19396	1,5	1,4
Sectorale Toegevoegde Waarde (in miljoen euro van 2000)	231229	339665	393763	1,9	1,8
Industrie	46407	62492	71457	1,5	1,4
- IJzer en staal	2630	2753	2757	0,2	0,2
- Non-ferrometalen	1028	1436	1477	1,7	1,2
- Chemie	9553	14866	17565	2,2	2,1
- Niet-metaalhoudende minerale producten	2134	2455	2691	0,7	0,8
- Papier en drukkerijen	3268	4672	5345	1,8	1,7
- Voeding, drank en tabak	5137	7011	7764	1,6	1,4
- Textiel, leer en kleding	2587	2200	2194	-0,8	-0,5
- Metaalverwerking	16236	21593	25114	1,4	1,5
- Overige	3835	5507	6548	1,8	1,8
Bouw	11622	14985	16653	1,3	1,2
Tertiair	162581	250349	292506	2,2	2,0
- Landbouw	3669	3997	4118	0,4	0,4
- Marktdiensten	62659	96924	115204	2,2	2,1
- Niet-marktdiensten	52285	75402	81171	1,8	1,5
- Handel	43967	74027	92013	2,6	2,5
Energiesector	8509	8762	9553	0,1	0,4
Industriële productie					
IJzer en staal (in duizend ton)	11636	12040	11970	0,2	0,1
- geïntegreerd procédé	8910	8250	7846	-0,4	-0,4
- elektrostaalprocédé	2726	3790	4124	1,7	1,4

Bron: PRIMES.

//: gemiddelde jaarlijkse groeivoet (%).

In Tabel 1 worden zowel absolute waarden als jaarlijkse groeivoeten van enkele sleutelvariabelen van de Belgische economie weergegeven. De tabel start met de vooruitzichten voor het totale Belgische bevolkingsaantal en de gemiddelde gezinsgrootte voor de periode 2000-2030. Demografie is een belangrijke factor aangezien het de evolutie van de economie op lange termijn beïnvloedt en bijgevolg een essentiële determinant is voor de evolutie van de vraag naar energie. Zo

hebben de bevolking en het aantal gezinnen een rechtstreekse impact op het energieverbruik van de residentiële sector omdat ze het aantal huishoudtoestellen en de totale woonoppervlakte die verwarmd en verlicht moet worden, bepalen. Eveneens hebben ze een invloed op het gebruik van transportdiensten en op de omvang van het wagenpark. De bevolking en het aantal gezinnen zijn daarnaast factoren die bepalen hoeveel gebouwoppervlakte er nodig is voor de activiteit van de tertiaire sector.

Het aantal inwoners in België zou tussen 2000 en 2030 toenemen met ongeveer 738 000 personen. In 2030 zou dit leiden tot een totaal bevolkingsaantal van 10 984 000 mensen woonachtig in België. Vertaald naar jaarlijkse aangroei betekent dit een toename van de bevolking met gemiddeld 0,2 % per jaar. Dit is coherent met de bevolkingsvooruitzichten in het kader van het MOBIDIC-project, een project gefinancierd door het Wetenschapsbeleid dat de rol van o.a. sociodemografie onderzoekt in de mobiliteitsvraag (Federaal Wetenschapsbeleid, 2006).

De gemiddelde gezinsgrootte heeft eveneens een vinger in de pap in het bepalen van het toekomstig energieverbruik. Het aantal personen per gezin zou verder afnemen in de volgende 3 decennia. Gecombineerd met een toenemend aantal personen leidt de kleinere gezinsomvang tot een groei in het aantal huishoudens.

In de tabel volgen daarna het bbp en de toegevoegde waarden, voorgesteld per (sub)sector. De groei van de Belgische economie zou 1,9 % per jaar bedragen over de periode 2000-2030. De economische groei zou evenwel vertragen over de projectieperiode: 2,0 % tussen 2000 en 2020, 1,5 % tussen 2020 en 2030. Om de onzekerheid die rond deze variabele hangt in rekening te brengen, wordt een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd.

De tabel besluit met de hypothesen over de Belgische ijzer- en staalproductie volgens de 2 verschillende productieprocessen: deze worden weergegeven in kton.

2. Transportactiviteit

Voor de transportactiviteit worden de hypothesen in onderstaande tabel afgebeeld. De cijfers werden gegenereerd door het model SCENES, een Europees transportnetwerkmodel. Zowel het personen- als het goederenvervoer blijven in de periode 2000-2030 toenemen, maar aan een lager tempo dan het geval was in de periode 1990-2000.

TABEL 2 - Vooruitzichten voor de transportactiviteit in België, 2000-2030

	2000	2010	2020	2030	90//00	00//10	10//20	20//30
Passagierstransportactiviteit (Gpkm)	135,8	155,6	173,1	189,1	2,0	1,4	1,1	0,9
- Openbare-wegtransport	13,2	13,0	12,1	11,3	2,0	-0,1	-0,7	-0,6
- Auto's	106,3	121,7	135,5	147,6	1,8	1,4	1,1	0,9
- Moto's	1,0	1,2	1,4	1,5	-1,6	1,4	1,4	1,2
- Spoor	8,6	9,4	9,9	10,3	1,7	0,9	0,5	0,4
- Luchtvaart	6,5	10,0	13,8	17,9	8,2	4,4	3,3	2,6
Goederentransportactiviteit (Gtkm)	65,9	78,9	92,1	103,5	3,2	1,8	1,6	1,2
- Vrachtwagens	51,0	62,1	74,0	84,2	4,1	2,0	1,8	1,3
- Spoor	7,7	7,8	8,0	8,1	-0,9	0,2	0,2	0,2
- Binnenscheepvaart	7,2	9,1	10,2	11,2	2,8	2,3	1,1	1,0
Gemiddelde afstand per persoon (km per persoon en per jaar)	13258	14742	16039	17218	1,7	1,1	0,8	0,7
Vrachtactiviteit per eenheid bbp (tkm per duizend euro van 2000)	266	261	249	240	1,0	-0,2	-0,5	-0,4

Bron: SCENES, NTUA.

Gpkm: Miljard passagiers-kilometers.

Gtkm: Miljard ton-kilometers.

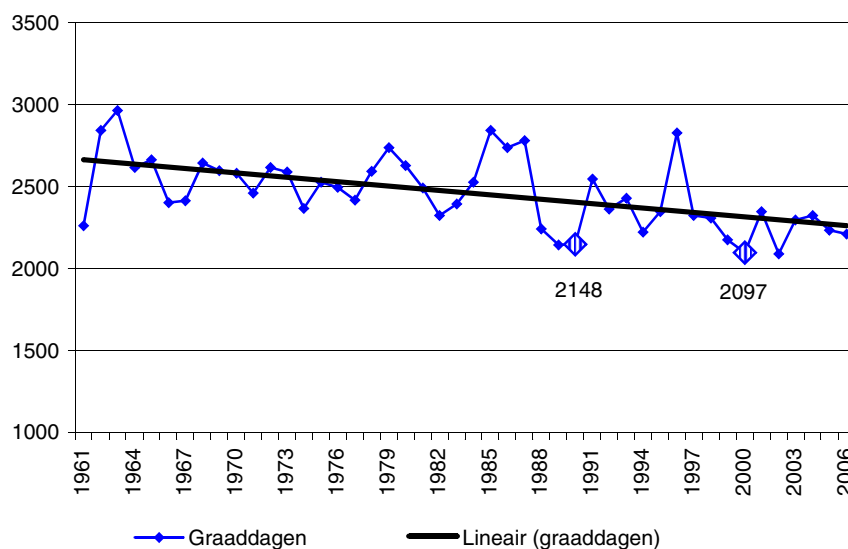
//: gemiddelde jaarlijkse groeivoet (%).

Opgedeeld naar aandelen kan voor het personenvervoer opgemerkt worden dat het aandeel van de privévoertuigen en moto's over de projectieperiode blijft hangen op net geen 80 %, dat het aandeel van openbaar wegtransport over deze periode daalt van 10 % naar 6 % in 2030 en dat net dit percentage weggesnoept wordt door de luchtvaart: haar aandeel neemt toe van 5 % in 2000 tot 9 % in 2030.

Voor het goederenvervoer gebeurt er een wissel tussen weg- en spoorvervoer; het aandeel van vervoer over de weg neemt toe van 77 % in 2000 tot 81 % in 2030 terwijl het spoor haar aandeel ziet slinken van 12 naar 8 %. Het deel van binnenscheepvaart blijft stabiel over de hele projectieperiode op 11 %.

3. Klimathypothesen

Temperatuursomstandigheden zijn een belangrijke determinant voor het energieverbruik van de gezinnen en de tertiaire sector. Een groot deel van de energiebehoefte van beiden gaat immers naar de verwarming van gebouwen. Het concept graaddagen is een indicator voor de temperatuursomstandigheden tijdens een jaar en is dus een indicator voor deze verwarmingsbehoeften. Hoe hoger het aantal graaddagen tijdens een jaar, hoe lager de buitentemperaturen en hoe groter de verwarmingsbehoefte.

FIGUUR 1 - Historische evolutie van het aantal graaddagen

Bron: Statistisch Jaarboek van Figas (equivalente graaddagen te Ukkel: 16,5).

De energievoorzichten werden opgesteld in de eenvoudige veronderstelling dat het aantal graaddagen tijdens de hele projectieperiode constant blijft op het niveau van het jaar 2000. In 2000 bedroeg het aantal graaddagen 2097. Dat is een mogelijke hypothese, net zoals de hypothese die vertrekt van een historisch gemiddelde. Bij deze laatste hypothese zou evenwel geen rekening gehouden worden met de mogelijk dalende trend op lange termijn van het aantal graaddagen. Indien zou blijken dat de temperatuursomstandigheden na 2000 meer aansluiten bij het historisch gemiddelde dan bij het niveau van 2000 zal de toekomstige energievraag voor verwarmingsbehoeften hoger zijn dan de voorziene niveaus in het referentiescenario¹.

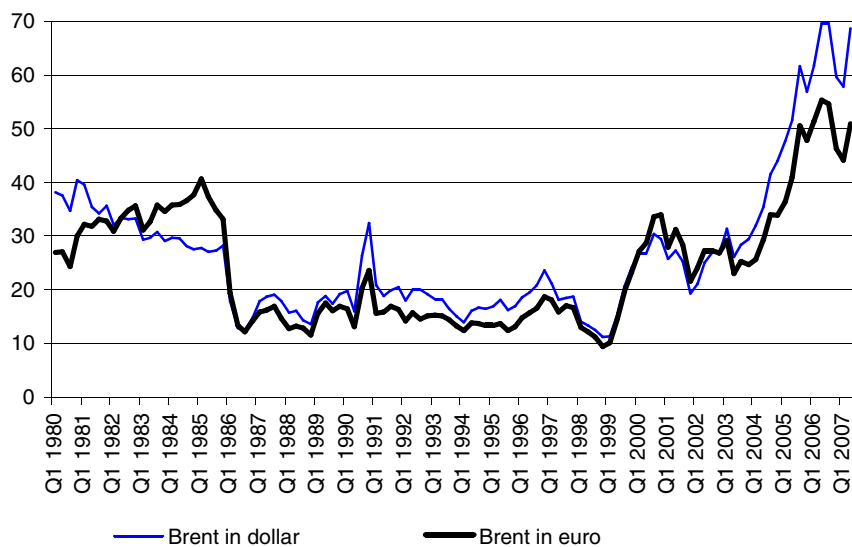
4. Internationale brandstofprijzen

a. Recente evolutie

De laatste jaren zijn de internationale energieprijzen aan een stevige opmars begonnen. Olieprijzen zijn daarvan het beste voorbeeld². Vanaf het midden van de jaren '80 tot eind de jaren '90 schommelde de Brent ruwe olieprijs rond USD 20 per vat. Deze situatie veranderde drastisch bij de eeuwwisseling. Voor de eerste keer in jaren schoot de Brentprijs uit de startblokken naar een niveau boven USD 30 per vat. In 2002 leek de situatie even terug te normaliseren, maar dit bleek een illusie. De ruwe olieprijs zette haar opmars ongestoord verder om in 2005 recordhoogten te bereiken van USD 55. Vandaag worden zelfs waarden van USD 70 per vat opgetekend.

1. Op basis van een vergelijking van de evolutie van het energieverbruik voor verwarmingsbehoeften en de graaddagen gedurende de laatste 5 jaar gaat men ervan uit dat een toename van een graaddag zorgt voor een stijging van de energiebehoeften voor verwarming met ongeveer 0,04 %.
2. En trekken de kar, aangezien olie- en gasprijzen een gekoppelde evolutie kennen. Gasprijzen volgen m.a.w. de evolutie van de olieprijs, weliswaar met enige vertraging.

FIGUUR 2 - Brent olieprijsen in USD en EUR per vat



Bron: Thomson Datastream.

b. Vooruitzichten

Gegeven deze recente sterke fluctuaties heerst er rond het opstellen van vooruitzichten voor de internationale energieprijzen grote onzekerheid (en onenigheid) bij de experts. Ter illustratie citeren we een tabel waarbij de lange-termijnvooruitzichten voor olieprijsen in constante prijzen (USD (2000)) volgens verschillende gerenommeerde bronnen weergegeven worden. De (sterk) uiteenlopende cijfers zijn tekenend.

TABEL 3 - Vergelijking van lange-termijnolieprijsvooruitzichten volgens verschillende instellingen (USD (2000)/boe)

Bron	2010	2020	2030
IEA	22	26	29
EIA	23,3	25,1	
EC	27,7	33,4	40,3
OPEC	19,3	19,3	
IEEJ	24	27	
CGES	20,5	15,1	

Bron: IEA, World Energy Outlook 2004, p. 529.

Boe: barrel of oil equivalent.

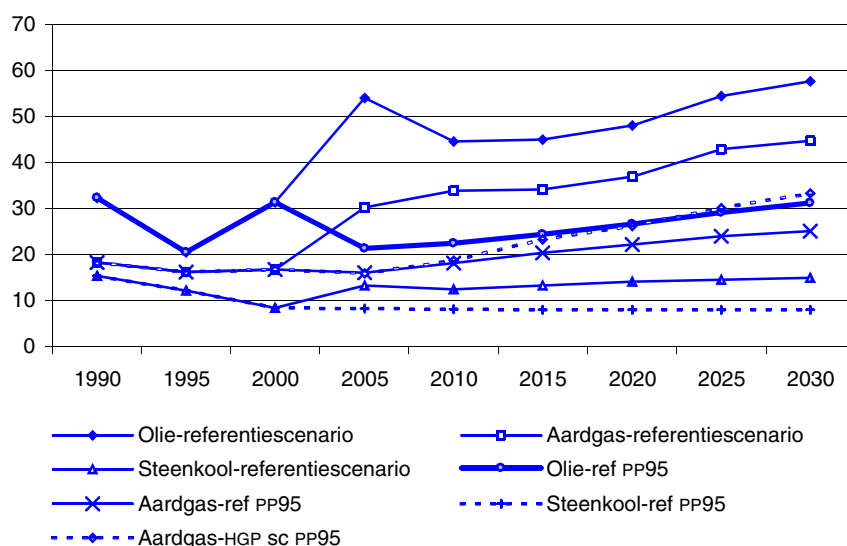
c. Prijsvooruitzichten gebruikt in het referentiescenario

Voor het referentiescenario worden de veronderstellingen voor de toekomstige brandstofprijzen van figuur 3 gebruikt. Deze veronderstellingen vloeien voort uit de resultaten van het POLES-model en het door NTUA ontwikkelde PROMETHEUS, nadien gereviseerd door tal van experts¹.

In het meest recente rapport van IEA, de WEO 2006, vinden we cijfers terug die geruststellend dicht in de buurt liggen van de vooruitzichten van het referentiescenario gepubliceerd door PRIMES. Deze zijn voor olie USD 51,5 in 2010 en USD 55 in 2030 in prijzen van het jaar 2005. Deze prijzen zijn vergelijkbaar met de Oil-baselinecurve van Figuur 3.

Om een antwoord te bieden op de onzekerheid die rond de energieprijzen hangt, werd er voor gekozen het referentiescenario uit te breiden met 2 prijsvarianten waarbij de olie- en gasprijzen hoger liggen dan in het referentiescenario. Deze varianten worden uitgebreid besproken in het deel 'gevoeligheidsanalyses'.

FIGUUR 3 - Vergelijking internationale energieprijzen: referentiescenario en PP95, 1990-2030 (USD (2005)/boe)



Bron: NTUA (2005), PP95.

Boe: barrel of oil equivalent, of vat olie-equivalent.

Om de situering van de referentiescenario-energieprijzen te vergemakkelijken, werd gekozen voor een voorstelling van de nieuwe PRIMES-hypothese naast deze van een publicatie van het FPB over lange-termijnenergievooruitzichten voor België tegen 2030 die in 2004 verscheen, de PP95 (FPB, 2004): zowel olie- als gasprijzen van het nieuwe referentiescenario zijn aanzienlijk hoger, niet alleen dan de 'oude' referentiescenario-prijzen (curves met toevoegsel 'ref PP95'), maar ook dan deze uit een variante van de PP95, de hoge-gasprijsvariante ('HGP SC PP95').

Naast olie, gas en steenkool wordt ook de prijs van biomassa van langzaam interessanter. Voor de volledigheid wordt daarom eveneens een tabel afgebeeld

1. Voor een meer uitgebreide uiteenzetting over het totstandkomen van deze prijzen wordt doorverwezen naar bijlage B.

waarin de prijsvooruitzichten van biomassa in het referentiescenario voor 2 sectoren (elektriciteitsproductie en gezinnen en tertiair) worden weergegeven.

TABEL 4 - Evolutie van de biomassaprijs in het referentiescenario (index 2000=100)

Biomassa ^(*)	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Elektriciteitsproductie	100	104	107	114	119	132	135
Tertiair/Gezinnen	100	101	102	104	105	109	109

Bron: NTUA.

(*): biobrandstoffen niet inbegrepen.

5. Niet-energetische CO₂ en niet-CO₂-broeikasgassen

Ook kennis over de evolutie van niet-energetische CO₂ en niet-CO₂-broeikasgassen is belangrijk omdat de internationale doelstellingen (waaronder Kyoto) bepaald worden op het niveau van het totaal van de broeikasgassen (CO₂ en niet-CO₂). De output van PRIMES geeft echter enkel de energetische CO₂-emissies¹. Het is daarom cruciaal gegevens te verkrijgen die de evolutie van de andere broeikasgassen beschrijven zodat het mogelijk wordt om te bepalen waar België zich bevindt op het vlak van de reductiedoelstellingen opgesteld voor het totaal van broeikasgassen (BKG) en om het aandeel van elk gas in de totale BKG-vooruitzichten (referentiescenario) of in de verwezenlijking van de reductiedoelstellingen (post-2012-scenario's) te identificeren.

Om de evolutie van de niet-energetische CO₂ en de niet-CO₂-broeikasgassen in te schatten, werd gebruik gemaakt van gegevens die door NTUA zelf berekend of verzameld werden in verschillende bestaande studies. Voor de emissies van de niet-energetische CO₂ komen de vooruitzichten van een model ontwikkeld door NTUA. Dat model schat de uitstoot op basis van historische relaties tussen de economische activiteit en de emissies, en de vooruitzichten van de economische activiteit. Voor het referentiescenario worden de niet-energetische CO₂-vooruitzichten berekend door gebruik te maken van de macro-economische hypothesen zoals hierboven beschreven. Het model bevat eveneens de koolstofwaarde-elasticiteiten zodat reducties die economisch interessant zijn om te realiseren voor verschillende waarden van een ton CO₂ ingeschat kunnen worden. Van deze mogelijkheid in het model wordt gebruik gemaakt tijdens de post-2012-implementatie.

De vooruitzichten voor de niet-CO₂-broeikasgassen, namelijk methaan (CH₄), lachgas (N₂O) en de fluorgassen (PFC, HFC en SF₆), werden eveneens berekend voor het referentiescenario. Deze steunen op recent werk met het GAINS-model van IIASA. Onderstaande tabel schetst de evolutie van de BKG-emissies verschillend van de energetische CO₂ voor het referentiescenario.

1. Er kan echter onmiddellijk opgemerkt worden dat het aandeel van CO₂ in het totaal van de broeikasgassen om en bij de 85 % is. CO₂ is dan meteen het belangrijkste broeikasgas. Bovendien is het aandeel van energetische CO₂-emissies in het totaal van CO₂-emissies ongeveer 92 %, waardoor het PRIMES-model ongeveer 78 % dekt van het totaal van alle broeikasgasemissies.

TABEL 5 - Hypothesen over de evolutie van de andere BKG dan energetische CO₂ in het referentiescenario
(Mt CO₂ eq)

	Basisjaar	2000	2010	2020	2030	2030 vs basisjaar
Niet-energetische CO ₂	9,0	10,2	10,8	10,4	9,5	5,6 %
- Industriële processen	8,6	9,9	10,3	9,7	8,6	0,1 %
- Fugitieve emissies + afval	0,4	0,3	0,5	0,7	0,9	117,8 %
CH ₄	10,8	9,5	8,6	8,7	8,6	-20,4 %
N ₂ O	12,0	12,7	13,2	13,0	14,6	21,7 %
F gassen	5,0	1,4	2,0	2,3	2,6	-47,4 %

Bron: NTUA, 4^e Nationale Communicatie, Belgium's Greenhouse Gas Inventory 1990-2005, eigen berekening.

Twee opmerkingen dienen gemaakt bij Tabel 5. Ten eerste, de cijfers die door NTUA gebruikt worden voor het basisjaar komen van een Belgische indiening aan het UNFCCC die dateert van voor de publicatie van de Nationale Inventaris. In de tussentijd zijn de cijfers voor het basisjaar gerapporteerd in de Nationale Inventaris de referentie geworden voor de evaluatie van de emissiereducties van broeikasgassen in België. Daarom hebben we de emissies over de periode 2000-2030 herberekend door de groeivoeten gebruikt door NTUA toe te passen op de officiële cijfers van het basisjaar.

Ten tweede, voor de emissies van CO₂ van energetische oorsprong bestaan er verschillen tussen de cijfers overgemaakt door België en de cijfers gepubliceerd door Eurostat en op dewelke het model PRIMES zich baseert. Om van hetzelfde cijfer te vertrekken voor het totaal van de BKG-emissies in het basisjaar werd er overeengekomen om het verschil tussen de twee statistieken toe te wijzen aan de CO₂-emissies resulterend uit de industriële processen. Deze werkwijze werd eveneens toegepast door DG Milieuzaken in het kader van studies over klimaatbeleid met het model PRIMES.

6. Beleidskader

a. NAP+ETS

In het kader van de implementatie van het Kyoto-protocol creëert de Europese Richtlijn 2003/87/CE een Gemeenschapsregeling voor de handel in broeikasgase-missierechten¹ voor Europese ondernemingen die een aanzienlijke CO₂-uitstoot hebben. Deze Richtlijn maakt een onderscheid tussen twee periodes: (1) 2005-2007 wat een soort van inlooperperiode is van het geïnstalleerd systeem (2) 2008-2012 wat de werkelijke verbintenissenperiode van het Protocol van Kyoto omvat. Het totaal van de installaties zoals bedoeld in de Richtlijn vormt de *trading* sector. Elke lidstaat moet beslissen welk deel van emissiequota's ontvangen door het Protocol van Kyoto (de AAU of *Assigned Amount Units*) het aan de sector *trading* toewijst. De toewijzing van de quota's aan de sector *trading* gebeurt in het Nationaal Allocatieplan (NAP) dat de lidstaten aan de Europese Commissie dienen voor te leggen voor evaluatie en goedkeuring. Voor de eerste periode 2005-2007 hebben de lidstaten hun Nationaal Allocatieplan overgedragen in 2003 en 2004.

1. Voor meer informatie over dit onderwerp, zie Henry, 2005.

In het referentiescenario is de realiteit van de Nationale Allocatieplannen voor de periode 2005-2007 opgenomen via de introductie van een koolstofwaarde (*Carbon Value* of CV) ter waarde van 5 €/t CO₂ die, voor zover mogelijk, de karakteristieken van het systeem weerspiegelt. Hieronder moet men de gratis toewijzing van de vergunningen (*grandfathering*) rekenen die de reële kosten gedragen door de tradingsector verminderen. Deze kosten zijn ook beperkt door het feit dat de quota's royaal werden toegewezen: de aankoop van vergunningen maakt hierdoor maar een klein deeltje uit van de activiteit van de bewuste ondernemingen.

Het referentiescenario houdt echter enkel rekening met de NAP's voor de periode 2005-2007, het maakt geen hypothesen over de NAP's die de periode 2008-2012 dekken en die momenteel in voorbereiding zijn in de verschillende lidstaten (en de gewesten in België). Met andere woorden, een koolstofwaarde van 5 €/t CO₂ wordt gebruikt voor de ganse projectieperiode.

b. ACEA/KAMA/JAMA-akkoorden

De ACEA/KAMA/JAMA-akkoorden tussen de Europese Commissie en de Europese, Koreaanse en Japanse autoconstructeurs die in 1998 en 1999 werden afgesloten, worden in het referentiescenario opgenomen. De auto-industrie verbindt zich ertoe om de CO₂-uitstoot van nieuwe voertuigen die in 2008/2009 op de markt komen, te verminderen tot gemiddeld 140 g/km¹ (ten opzichte van 155 g/km in 2003). Een uitbreiding van de ACEA-akkoorden wordt nog besproken. De doelstelling zou gemiddeld 120 g/km zijn, ten laatste in 2010. Omdat die uitbreiding nog niet werd goedgekeurd, maakt ze geen deel uit van het referentiescenario.

c. Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie

Het referentiescenario houdt rekening met de ontmanteling van kerncentrales zodra ze veertig jaar oud zijn, conform de Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie die werd uitgevaardigd op 31 januari 2003².

d. LCPD en NEC

Wat de emissies van de verzurende stoffen betreft, houdt het referentiescenario rekening met emissienormen en maximale zwavelgehalten van de brandstoffen zoals gestipuleerd in verschillende Europese Richtlijnen (zoals bvb. de Richtlijn over de grote verbrandingsinstallaties of LCPD). Normen die door de individuele lidstaten worden beslist en die eventueel strenger zijn, worden daarentegen niet in rekening gebracht. Voor België wil dit zeggen dat met de meer beperkende normen aangenomen door Vlaanderen voor de stationaire verbrandingsinstallaties geen rekening wordt gehouden. De emissieplafonds voor SO₂, NO_x en de VOC (NEC of *National Emission Ceilings*) worden dus niet als beperking meegenomen in

1. Dat betekent dat nieuwe personenwagens die in 2008/2009 op de markt komen gemiddeld 5,8 liter benzine of 5,25 liter diesel zullen verbruiken per 100 km.
2. Belgisch Staatsblad van 28 februari 2003, pp. 9879-9880. Deze wet werd reeds aangekondigd in het regeerakkoord van 7 juli 1999.

de ontwikkeling van het Belgisch energiesysteem en dat in geen enkel van de bestudeerde scenario's in deze studie.

e. Systeem van groenestroom- en warmtecertificaten

In 2001 keurden de Europese Raad en het Europees Parlement de Europese Richtlijn 2001/77/EG goed betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt. Hiermee hebben de Raad en het Parlement een gemeenschappelijk kader gecreëerd om de bijdrage van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsproductie van de Europese Unie te vergroten. Dat kader is bovendien in overeenstemming met de indicatieve doelstellingen van het Witboek over hernieuwbare energiebronnen. Tegen 2010 moet het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in het Europees bruto binnenlands verbruik op 12 % gebracht zijn en moet het aandeel van elektriciteit op basis van hernieuwbare energiebronnen in het totale elektriciteitsverbruik opgetrokken zijn tot 22 %. De richtlijn legt indicatieve streefcijfers vast voor elke Europese lidstaat. Ze bepaalt hoe groot het aandeel van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen moet zijn in het bruto elektriciteitsverbruik in 2010. Voor België bedraagt dat cijfer 6 %.

De Europese Richtlijn legt aldus de doelstellingen vast voor hernieuwbare energiebronnen, maar laat de lidstaten evenwel vrij om te kiezen welke middelen zij willen inzetten om die doelstellingen te behalen. België (of beter, de gewesten¹) heeft gekozen dit te doen met behulp van groenestroomcertificaten.

Wat warmtekrachtkoppeling (WKK) betreft, loopt België eigenlijk wat voor op de Europese regelgeving. De gewesten hebben doelstellingen voor de productie van elektriciteit op basis van WKK vastgelegd. In het Vlaams Klimaatbeleidsplan legt de Vlaamse regering de lat op een bijkomende 1 832 MWe (bovenop de reeds bestaande 270 MWe), die gerealiseerd moet zijn tegen 2012. Om dat te doen, heeft het een systeem van warmtecertificaten gecreëerd. Het Waals Gewest heeft zijn doelstellingen niet geformuleerd in termen van productiecapaciteit, maar in termen van elektriciteitslevering en rekent op 15 % elektriciteit op basis van WKK tegen 2010. Dit objectief integreert zich binnen het systeem van groene certificaten zoals dat op poten is gezet in Wallonië.

Deze cijfers worden opgenomen in het referentiescenario.

f. Energieheffingen

De energietaksen zijn in overeenstemming met de geldende wetgeving en zouden onveranderd blijven in reële termen tijdens de projectieperiode.

1. Aangezien zij bevoegd zijn in deze materie.

7. Andere hypothesen

- Het actualiseringspercentage speelt een belangrijke rol in het PRIMES-model. Dat percentage beïnvloedt de investeringsbeslissingen van de economische actoren op het vlak van energie-uitrusting. Er wordt algemeen aangenomen dat de tijdshorizon waartegen een economische actor een investeringsbeslissing overweegt, kleiner wordt als hij gevoeliger is voor het risico. Technisch gezien zal zich dat uiten in een hoger actualiseringspercentage zodat de beslissingen op korte termijn belangrijker worden. Drie verschillende actualiseringspercentages worden gebruikt in de projecties. Het eerste betreft de gecentraliseerde producenten en bedraagt 8 %, het tweede betreft de industrie en de tertiaire sector en bedraagt 12 %. Het derde wordt gebruikt voor beslissingen van de huishoudens over investeringen inzake vervoer en huishoudelijke uitrustingen en bedraagt 17,5 %.
- De gebruikte emissiefactoren voor de berekening van de emissies van energetische oorsprong zijn de volgende (uitgedrukt in duizend ton CO₂ per PJ):

TABEL 6 - CO₂-emissiefactoren per vector gebruikt in PRIMES en door IPCC (kton CO₂/PJ)

Brandstof	Emissiefactoren PRIMES	Emissiefactoren IPCC 1995 & 1996
Cokeskolen	94,2	94,6
Cokes	106,0	108,2
Andere vaste	99,3	-
LPG	62,5	63,1
Benzine	68,6	69,3
Kerosine	70,8	71,5 (luchtvaart)
Nafta ^a	-	73,3
Gas- en dieselolie	73,3	74,1
(Extra) zware stookolie	76,6	77,4
Andere vloeibare	99,8/73,5 (1)	-
Aardgas	55,8	56,1
Cokesovengas	47,4	47,7
Hoogovengas	106,0	242

a. Aangezien nafta niet voorkomt in de energiebalansen van Eurostat werd hiervoor geen emissiefactor weergegeven.

(1) Emissiefactor enkel van toepassing voor de energiesector, emissiefactor raffinaderijgas is hier inbegrepen.

Bron: PRIMES, IPCC 1995 en IPCC 1996 revised guidelines.

- De energiebalansen die gebruikt worden voor het opstellen van het referentiescenario lopen tot en met 2004.

B. Energievooruitzichten

Na dit bondig overzicht van de belangrijkste hypothesen worden in dit deel de resultaten besproken. Er wordt gestart met de analyse van de resultaten van het referentiescenario, waarbij een onderscheid wordt gemaakt naar vier indicatoren die het nationaal energetisch systeem tekenen, m. n. de primaire energievraag, de eindvraag naar energie, de productie van elektriciteit en warmte en de emissies¹.

1. Primaire energievraag en energiebevoorrading

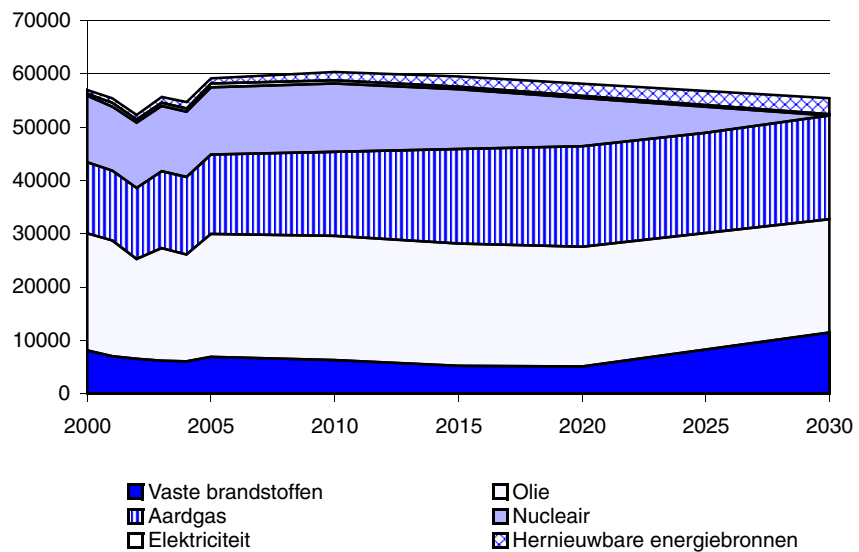
De primaire energievraag of het primaire energieverbruik, een indicator die voor het land het totaal energieverbruik weergeeft en dat bestaat uit primaire productie (energiebronnen die zich binnen het territorium van de natie bevinden zoals wind en waterkracht) en netto import (energiebronnen die het land dient in te voeren zoals olie), kent over de projectieperiode (2000-2030) een omgekeerd U-vormig verloop. In 2000 noteert men nog een totaal primair energieverbruik van 57 Mtoe, waarna een langzame groei wordt opgetekend a rato van 0,5 % per jaar om in 2010 een piek te bereiken van 60 Mtoe. Tijdens de periode 2010-2020 daalt de variabele aan een ritme van -0,3 % jaarlijks, gevolgd door een verdere daling in het volgend decennium a rato van -0,5 % per jaar. In 2030 strandt het primair verbruik op 55 Mtoe.

De evolutie van het primaire energieverbruik dient evenwel met de nodige voorzichtigheid geïnterpreteerd te worden, vooral dan naar het einde van de projectieperiode toe wanneer het aandeel van kernenergie geleidelijk afneemt. De dalende trend staat niet alleen voor algemene verbeteringen in energie-efficiëntie (zowel op het niveau van de eindvraag naar energie als van de energietransformatie), maar ook voor de impact van de statistische overeenkomst die sinds vele jaren in gebruik is voor nucleaire warmte. Volgens deze statistische overeenkomst wordt een gemiddelde efficiëntie van 33 % toegekend aan de kerncentrales om de primaire energiebehoeften die met nucleaire elektriciteit overeenstemmen te berekenen. Gegeven dat huidige en toekomstige centrales op basis van fossiele brandstoffen net zoals deze op basis van hernieuwbare energiebronnen omzettingsrendementen hebben die hoger zijn dan 33 % vertaalt de geleidelijke uitdoving van kerncentrales zich in relatief lagere primaire-energiebehoeften.

Eveneens dient er een kleine methodologische verduidelijking toegevoegd te worden: de primaire productie (als onderdeel van de primaire energievraag) beslaat o.a. biomassa en nucleaire warmte. Achter deze cijfers gaat echter (eveneens) de *invoer* van biomassa en uranium schuil. Biomassa wordt ten dele op het Belgisch grondgebied geproduceerd en ten dele ingevoerd. De som van beiden (productie en import) wordt dan weergegeven als primaire productie (de primaire productie slaat dus niet louter en alleen op het deel dat in België wordt geproduceerd). Voor nucleair geldt dat nucleaire warmte in België wordt geproduceerd op basis van uranium die zelf ingevoerd wordt uit het buitenland. De primaire productie van nucleair heeft dus geen betrekking op uranium, maar op de warmte die vrijkomt en kan dienen voor de productie van elektriciteit. Een dergelijke classificatie stemt overeen met de conventies zoals gehanteerd door Eurostat en IEA.

1. Voor de gedetailleerde resultaten van het referentiescenario wordt doorverwezen naar bijlage C.

FIGUUR 4 - Samenstelling van de primaire energievraag, referentiescenario (ktoe)



Bron: PRIMES, Eurostat.

Naast de evolutie van deze indicator is het ook instructief haar samenstelling onder de loep te nemen. Olie voert de kop van de rangschikking aan over de ganse periode. In 2000 is het overwicht van olie overduidelijk, in 2030 neemt het nog altijd de eerste plaats in, maar werden de relatieve verhoudingen tussen de verschillende energiebronnen door elkaar geschud. Vooral de opkomst van gas bedreigt de sterke positie van olie, in 2030 is het aandeel van olie in het totaal primair verbruik nog steeds 38 %, dat van aardgas klimt van 23 % in 2000 naar 35 % in 2030.

Vanaf 2015 begint nucleaire energie aan een uitdovingsoefening omwille van de bedongen uitstap uit kernenergie¹. Kernenergie deint langzaam weg van 12 Mtoe in 2000 naar een nulverbruik in 2030. De laatste kerncentrale (Tihange 3) sluit immers de deuren op 1 september 2025.

Vaste brandstoffen vertrekken van een startpositie van 8 Mtoe in 2000 en zakken vervolgens langzaam weg naar 5 Mtoe in 2020. Daarna beginnen ze echter aan een remonte om tegen het eind van de projectieperiode uit te komen op 11 Mtoe. Naast aardgas vullen zij de leemte op die de uitstap uit kernenergie laat.

Hernieuwbare energiebronnen kennen een spectaculair verloop dat zich voornamelijk in de periode 2000-2010 manifesteert (gemiddeld jaarlijks groeiritme van 6 %): hierdoor bereiken ze in 2030 een niveau van om en bij de 3 Mtoe.

Rest nog een kleine hoeveelheid elektriciteit die geïmporteerd wordt²: deze kent een scherpe aangroei in het eerste decennium (2000-2010), maar daalt aanzienlijk

1. Conform de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie, zie Belgisch Staatsblad, 28 februari 2003.
 2. De nieuwe versie van PRIMES (die gebruikt werd om deze analyse uit te voeren) integreert een land-per-landmodellering die focust op de dynamiek van het energiesysteem binnen een land, terwijl het de handel in energie tussen landen in rekening brengt. De analyse houdt volledig rekening met de economische opportuniteiten van de elektriciteits- en gashandel binnen de EU Interne Energiemarkt evenals met de engineering en operationele beperkingen van het Europese transmissiesysteem dat evolueert naargelang de voltooiing van de nieuwe interconnectoren zoals gepland in het kader van de Transeuropese EnergieNetwerken. De uitbreiding en stabilisatie van het UCTE-systeem werd ook opgenomen. De endogene behandeling van de in- en uitvoer van elektriciteit en gas is een nieuw kenmerk van het PRIMES model (PRIMES ver.2005).

in de twee daaropvolgende periodes. Naar het einde van de projectieperiode toe wordt een niveau bereikt dat dicht aanleunt bij het startniveau (325 ktoe).

Onderstaande tabel schetst een algemeen overzicht van de evolutie van de primaire energievraag (ook bekend onder de naam bruto binnenlands verbruik of bbv) in het referentiescenario. Daarnaast wordt de evolutie van enkele andere indicatoren beschreven, zoals de energie-intensiteit van het bbp (i.e. bbv gedeeld door bbp), het primaire energieverbruik per capita en de invoerafhankelijkheid (i.e. het aandeel van de netto-invoer in het bbv).

TABEL 7 - Primair energieverbruik en gerelateerde indicatoren, referentiescenario

	2000	2020	2030	00//20	00//30
Bruto binnenlands verbruik	57,2	58,3	55,4	0,1	-0,1
- Vaste brandstoffen	8,2	5,2	11,5	-2,3	1,1
- Olie	21,9	22,4	21,2	0,1	-0,1
- Aardgas	13,4	18,9	19,5	1,8	1,3
- Nucleair	12,4	9,0	0,0	-1,6	-100,0
- Elektriciteit	0,4	0,4	0,3	0,9	-0,5
- Hernieuwbare energiebronnen	0,9	2,3	2,9	5,2	4,2
Energie-intensiteit van het bbp (toe per miljoen euro van 2000)	230,6	157,5	128,4	-1,9	-1,9
bbv/capita (toe per inwoner)	5,6	5,4	5,0	-0,2	-0,3
Invoerafhankelijkheid (%)	77,7	82,4	95,3		

Bron: PRIMES.

Elektriciteit = netto-invoer van elektriciteit.

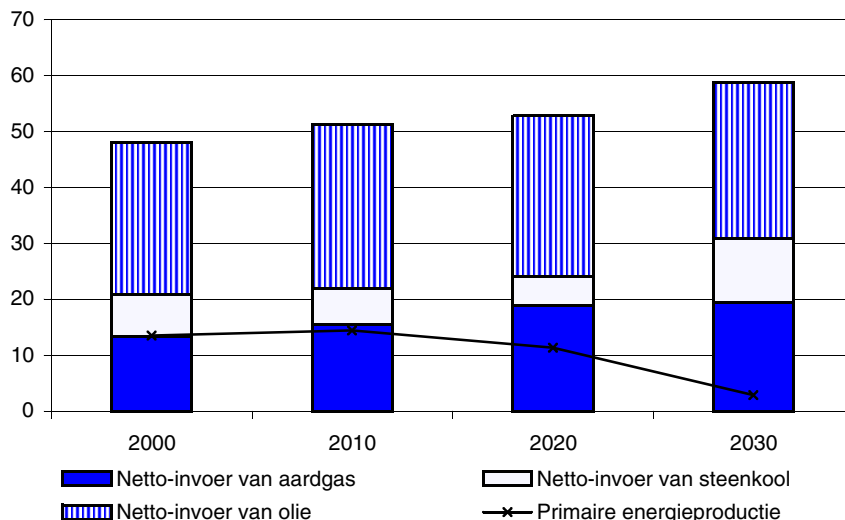
bbv = bruto binnenlands verbruik (van energie).

Invoerafhankelijkheid = netto-invoer/bbv.

//: gemiddelde jaarlijkse groeivoet.

Overheen de projectieperiode wordt het aandeel van de netto-invoer binnen het primaire verbruik van langsom belangrijker, een tendens die weerspiegeld wordt in de indicator invoerafhankelijkheid in Tabel 7. Het Belgisch energiesysteem zal tegen 2030 nog meer van energie-invoer gaan afhangen. In 2000 rekende België reeds voor bijna 80 % op import vanwege de sluiting van de steenkoolmijnen in het midden van de jaren negentig. Gezien er geen aardolie- en aardgasproductie plaatsvindt in ons land, zijn we genoodzaakt tegen 2030 maar liefst 95 % van onze energiebehoeften te dekken aan de hand van ingevoerde energiebronnen. In 2030 wordt de netto-invoer gedomineerd door de import van olie en aardgas en een deeltje vaste brandstoffen, terwijl de primaire productie enkel nog ingevuld wordt door hernieuwbare energiebronnen, voornamelijk biomassa en afval en in kleinere mate wind.

FIGUUR 5 - Primaire energieproductie en netto-invoer van energie, referentie-scenario (Mtoe)

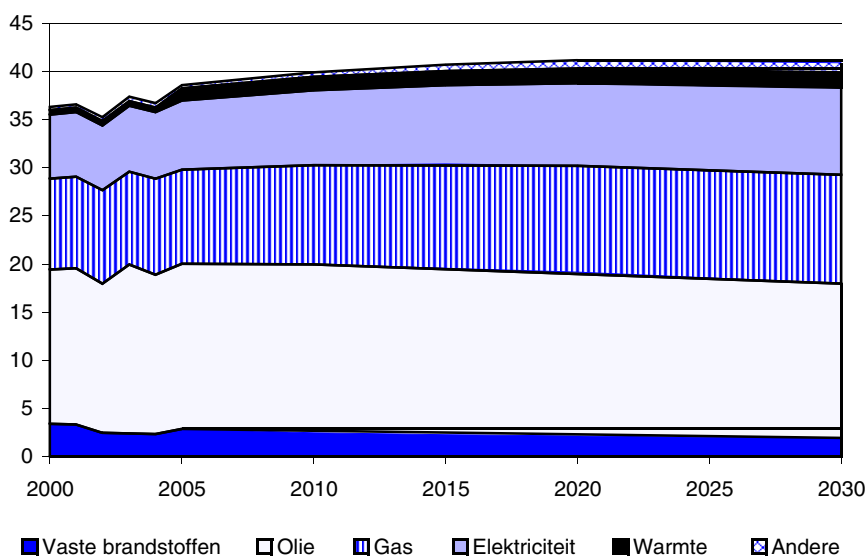


Bron: PRIMES.

2. Eindvraag naar energie

De finale energievraag staat voor de eindvraag naar energievormen (zoals benzine) door verschillende verbruikers (zoals de transportsector). Traditioneel wordt er een onderscheid gemaakt tussen de finale energievraag opgesplitst per energievorm en de finale energievraag opgesplitst per sector (of consument).

FIGUUR 6 - Samenstelling per energievorm van de eindvraag naar energie, referentiescenario (Mtoe)



Bron: PRIMES, Eurostat.

Per energievorm bekeken merken we dat olie de meest verbruikte brandstof is. Toch dient opgemerkt te worden dat de vraag naar olie over de totale projectieperiode quasi niet wijzigt: het verbruik in 2000 is identiek aan het niveau in 2030 (16 Mtoe in 2000 en in 2030). Dit heeft een krimp in haar relatief aandeel in de finale energievraag tot gevolg (van 43 % naar 39 %).

Aardgas en elektriciteit daarentegen kennen een sterke klim: in 2030 bereikt aardgas een waarde van 11 Mtoe, elektriciteit 9 Mtoe. Beiden verhogen hun relatief aandeel over de projectieperiode: aardgas klimt van 26 naar 28 %, elektriciteit groeit door van 18 naar 22 %.

De vaste brandstoffen zijn wat minder populair geworden en dalen van 3 Mtoe in 2000 naar iets minder dan 2 Mtoe in 2030 waardoor ze nog slechts 5 % van de finale vraag vertegenwoordigen. De daling is hoofdzakelijk op het conto te schrijven van de ijzer- en staalindustrie (de productie in de hoogovens daalt).

Het verbruik van warmte stijgt snel: in 2000 werd nog een warmtevraag opgetekend van 1 Mtoe, in 2030 staat deze vraag al voor 1,6 Mtoe.

De hernieuwbare energiebronnen kennen een meer dan verdrievoudiging van hun verbruik over de periode 2000-2030. Het leeuwendeel van deze stijging kan toegeschreven worden aan de biobrandstoffen: hun vraag bedraagt iets meer dan 700 ktoe in 2030, wat overeenkomt met 8 % van het totale benzine- en diesilverbruik in de transportsector.

Onderstaande tabel beschrijft de evolutie in detail van het finaal energie-eindverbruik per energievorm, de wijzigingen in het aandeel van elke energievorm in de totale finale energievraag en de verschillen in verbruik tussen 2000 en 2030 (in ktoe en in %).

TABEL 8 - Evolutie van de finale energievraag per energievorm, referentiescenario

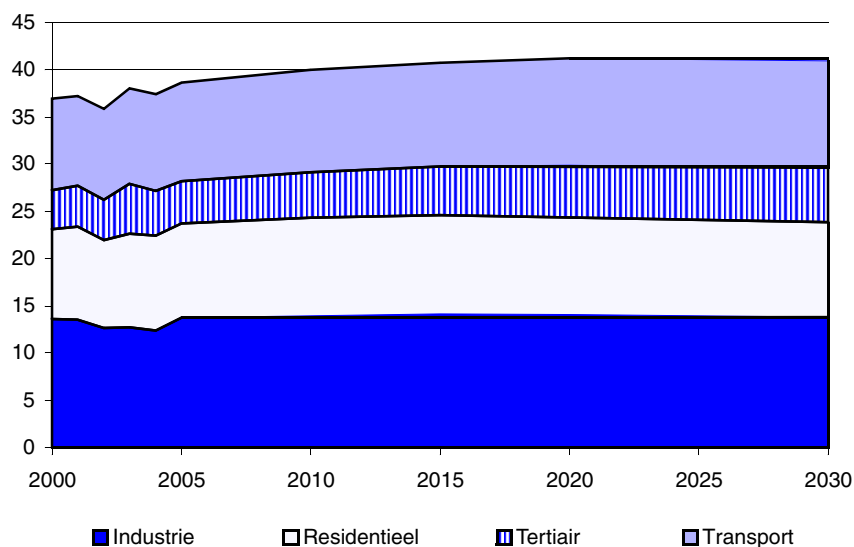
	2000		2020		2030		Wijziging 2000-2030	
	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	%
Vaste brandst.	3373	9 %	2453	5 %	1907	5 %	-1466	-43 %
Olie	16038	43 %	17497	41 %	16091	39 %	54	0 %
Gas	9615	26 %	10312	27 %	11300	28 %	1686	18 %
Elektriciteit	6667	18 %	7822	21 %	9052	22 %	2385	36 %
Andere	1362	4 %	1883	6 %	2580	6 %	1218	89 %
Totaal	37055		39968		40930		3876	10 %

Bron: PRIMES.

“Andere” bevat warmte en hernieuwbare energiebronnen.

Naast een onderverdeling van het eindverbruik in energievormen is er ook een opdeling naar verbruikssectoren mogelijk.

FIGUUR 7 - Sectorale samenstelling van de eindvraag naar energie, referentie-scenario (Mtoe)



Bron: PRIMES, Eurostat.

Per sector bekeken stellen we vast dat de grootste verbruiker in 2000 ook de grootste verbruiker is in 2030: de *industrie* neemt de grootste hap uit de finale energievraag. We merken evenwel op dat de eindvraag door de industrie in 2030 nagenoeg een status quo vertoont met het startniveau opgetekend in 2000. De energie-intensieve industrietakken tekenen immers een continu dalend verloop op van hun eindvraag.

De *residentiële* sector wint tijdens de eerste 10-jarige periode gestaag terrein: haar energie-eindvraag neemt jaarlijks toe aan 0,9 %. Na 2010 stabiliseert deze eindvraag om tussen 2020 en 2030 een lichte daling te noteren.

De *transportsector* daarentegen blijft haar energiehonger invullen door een meerverbruik. Haar eindverbruik kent een sterke groei in de periode 2000-2010 en groeit verder door in 2010-2020, aan een trager ritme weliswaar. In het laatste decennium stabiliseert ze. Door deze beweging blijft de transportsector haar tweede plaats in energieverbruik behouden (11 Mtoe in 2030).

De *tertiaire* sector¹ verbruikt het minst energie, maar noteert de sterkste groeicijfers. Tijdens de 3 beschouwde decennia groeit ze jaarlijks gemiddeld aan met respectievelijk 1,5 %, 1,2 % en 0,6 % en komt ze daardoor in 2030 uit op een finale eindvraag van 6 Mtoe.

Onderstaande tabel beschrijft de evolutie in detail van het finaal energie-eindverbruik per sector, de wijzigingen in het aandeel van elke sector in de totale finale energievraag en de verschillen in verbruik tussen 2000 en 2030 (in kt0e en in %).

1. In het model PRIMES (en in de energiebalansen van Eurostat) omvat de tertiaire sector diensten en landbouw.

TABEL 9 - Evolutie van de finale energievraag per sector, referentiescenario

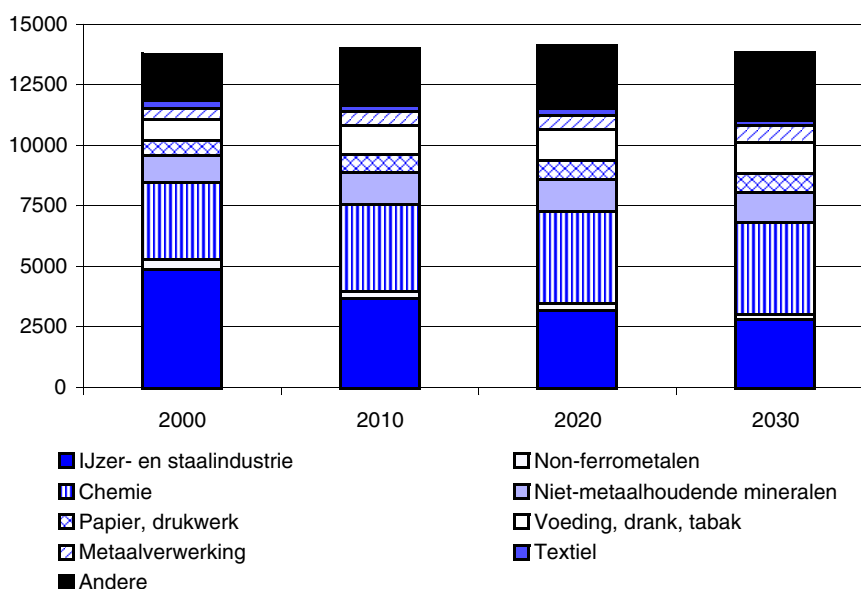
	2000		2020		2030		Wijziging 2000-2030	
	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	%
Industrie	13769	37 %	13993	34 %	13851	34 %	82	1 %
Gezinnen	9465	26 %	10311	25 %	10008	24 %	543	6 %
Tertiair	4158	11 %	4848	13 %	5763	14 %	1605	39 %
Transport	9662	26 %	10816	28 %	11308	28 %	1645	17 %
Totaal	37055		39968		40930		3876	10 %

Bron: PRIMES.

Naast een beschrijving van de samenstelling van de finale vraag per sector is het eveneens instructief wat dieper in te gaan op het energieverbruik en de energie-intensiteit van de verschillende sectoren.

a. Industrie

Voor de industrie merken we dat de totale finale energievraag met iets minder dan 1 % toeneemt tussen 2000 en 2030 (zie Tabel 9). Dit verhuult echter een aantal tegenstrijdige subsectorbewegingen. Zo daalt het finaal verbruik van de ijzer-en staalindustrie, de non-ferrometalen en textiel, terwijl de andere subsectoren hun energieverbruik (soms sterk) zien toenemen.

FIGUUR 8 - Evolutie van niveau en structuur van de eindvraag naar energie van de industrie, referentiescenario (ktoe)

Bron: PRIMES.

Wanneer we dan naar de energie-intensiteit¹ per subsector kijken, merken we dat tijdens de twee laatste projectiedecennia deze voor elke subsector daalt. Dat be-

1. Met energie-intensiteit wordt de verhouding bedoeld tussen het energieverbruik en de toegevoegde waarde.

tekent dat zelfs voor de sectoren waar het energieverbruik tijdens die periode toeneemt (zoals bvb. chemie en voeding), de energie op een efficiëntere manier wordt aangewend dan in het verleden het geval was.

TABEL 10 - Evolutie van de energie-intensiteit van de industrie, referentiescenario (toe/miljoen euro van 2000)

	2000	2020	2030	00//20	00//30
Industrie	296,7	225,7	193,8	-1,4	-1,4
- IJzer- en staalindustrie	1845,9	1163,0	1013,3	-2,3	-2,0
- Non-ferrometalen	450,2	195,2	170,6	-4,1	-3,2
- Chemische industrie	329,1	254,1	214,9	-1,3	-1,4
- Niet-metaalhoudende mineralen	533,2	542,7	459,4	0,1	-0,5
- Papier, drukwerk	514,4	487,8	437,2	-0,3	-0,5
- Voeding, drank, tabak	171,2	179,7	167,7	0,2	-0,1
- Metaalverwerking	29,2	29,1	26,6	0,0	-0,3
- Textiel, leer, kleding	110,6	114,2	106,8	0,2	-0,1
- Overige	325,4	301,9	278,5	-0,4	-0,5

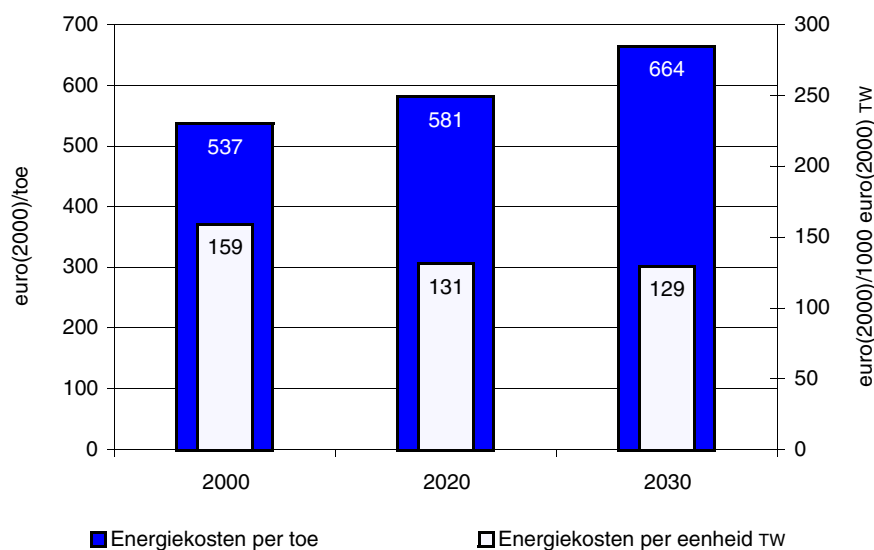
Bron: PRIMES.

//: gemiddelde jaarlijkse groeivoet (%).

De globale energie-intensiteit van de industrie verbetert in 2030 met 35 % ten opzichte van 2000. Wat de verschillende industrietakken betreft, wordt de grootste intensiteitsverbetering geboekt in de non-ferrometalen, ijzer en staal en de chemische industrie (resp. met 62, 45 en 35 %). In het referentiescenario wordt de evolutie van de chemische industrie gekenmerkt door een verandering van de productiestructuur: producten met een hoge toegevoegde waarde zoals de farmaceutica en de cosmetica groeien ten koste van energie-intensieve producten zoals meststoffen en de producten uit de petrochemie. In de minder energie-intensieve takken (metaalverwerking, voeding, textiel) is de verbetering van de energie-intensiteit minder markant.

Een laatste energie-indicator van belang voor de industrie zijn de kosten die gepaard gaan met het energieverbruik. Deze energiekosten worden beïnvloed door de economische en energetische vooruitzichten voor de industrie en de evolutie van de prijzen van de verschillende energievormen. Onderstaande figuur stelt de evolutie van twee kostenindicatoren voor: enerzijds de energiekosten per verbruikte toe, anderzijds de energiekosten gedeeld door de toegevoegde waarde. De energiekosten omvatten de kosten van de energie-uitrusting (vaste en variabele kosten) en de kosten verbonden met de aankoop van brandstoffen en elektriciteit. Door constructie bevatten de boven gedefinieerde kostenindicatoren de wijzigingen in de kosten van de elektriciteits- en stoomsector. Het is immers zo dat wijzigingen in de gemiddelde productiekosten omgezet worden in elektriciteitsprijzen betaald door de eindconsument, waardoor de totale energiekosten van de sectoren van de eindvraag (waaronder de industrie) beïnvloed worden¹.

1. In PRIMES volgt de prijszetting van elektriciteit het Ramsey-Boiteuxprincipe dat nauw aanleunt bij gemiddelde-kostprijszetting. Het principe wordt geïnterpreteerd als een systeem van gereguleerd monopolie voor nieuwe technologieën, maar ook als het resultaat van een lange-termijnevenwicht van monopolistische concurrentie in het geval van mature technologieën. De verkoopprijs van elektriciteit die elke consument dient te betalen, wordt dan afgeleid door transport- en distributiekosten, mark-ups en belastingen toe te voegen. Dit prijszettingsmechanisme kan leiden tot elektriciteitsprijzen die gevoelig afwijken van de huidige marktprijzen.

FIGUUR 9 - Evolutie van de energiekosten van de industrie, referentiescenario

Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

De energiekosten per toe stijgen regelmatig tijdens de periode 2000-2030. Over een tijdsspanne van dertig jaar neemt deze indicator met 24 % toe. Dit is enerzijds het gevolg van de hogere energieprijzen (olie, aardgas, elektriciteit) die de aankoop van brandstof en elektriciteit voor de ondernemingen duurder maken, anderzijds van de kosten die verband houden met de energie-uitrusting. Omgekeerd dalen de energiekosten per eenheid toegevoegde waarde met 19 % tussen 2000 en 2030. Deze contra-intuïtieve beweging is te verklaren door het feit dat het groeitempo van de energiekosten lager ligt dan het groeitempo van de toegevoegde waarde in de industrie, of de toegevoegde waarde stijgt sneller dan het ritme waarmee de energiekosten aangroeien.

b. Transport

Voor transport krijgen we een ander plaatje te zien. Zowel de activiteit van personen- als van goederenvervoer kent een aanzienlijke stijging overheen de projectieperiode. Kijken we naar enkele activiteitsindicatoren merken we dat het aantal gereisde kilometer per persoon blijft stijgen (van 13 258 km per persoon in 2000 naar 17 221 km in 2030), terwijl het aantal tonkilometers afgelegd voor het vervoer van goederen per eenheid bbp jaarlijks daalt ten belope van -0,3 %.

Over de ganse projectieperiode daalt de energie-intensiteit van de sector van personenvervoer, uitgedrukt als de verhouding tussen energieverbruik en beschikbaar inkomen, met gemiddeld 1,5 % per jaar. De energie-intensiteit voor goederenvervoer, uitgedrukt als het energieverbruik gedeeld door het bbp, verbetert eveneens, maar in mindere mate: gemiddeld elk jaar met -0,7 %.

Voor het transport in zijn geheel neemt het energieverbruik tussen 2000 en 2030 met 1 650 ktoe toe, waarbij de toename van het energieverbruik voor het goederenvervoer opvallend hoger is dan voor het personenvervoer. Het diesilverbruik (+0,6 % per jaar gedurende de periode 2000-2030) neemt sneller toe dan het totale energieverbruik voor het transport (+0,5 %). Dat is ook het geval voor het kerosineverbruik dat jaarlijks stijgt met 1,1 %. Die evoluties zijn toe te schrijven aan de

toename van het goederenvervoer over de weg, het feit dat de ACEA-normen enkel van toepassing zijn op het personenvervoer, het groter aantal wagens dat op diesel rijdt en de groei van het luchtvervoer van personen. Omgekeerd laat het benzineverbruik een negatief groeipercentage optekenen (gemiddeld -0,2 % per jaar).

De ontwikkeling van biobrandstoffen is significant, maar hun bijdrage in absolute termen blijft klein: in 2010 vertegenwoordigen de biobrandstoffen ongeveer 2,1 % van het benzine- en diesilverbruik van de transportsector¹. In 2030 loopt dat op tot 8,0 %.

Voor het transport worden twee kostenindicatoren gedefinieerd: de eerste indicator heeft betrekking op het personenvervoer en geeft de totale vervoerskosten per passagierkilometer, de tweede slaat op het goederenvervoer en geeft de totale vervoerskosten gedeeld door het aantal vervoerde tonkilometer. De totale kost omvat de kosten voor brandstof, voor energie-uitrusting (voertuigen) evenals de niet-energiekosten (zoals infrastructuurkosten) die een belangrijk element vormen in transport.

De evolutie van die kostenindicatoren is vergelijkbaar voor de twee vervoersactiviteiten. De totale kosten per passagierkilometer en de totale kosten per tonkilometer stijgen respectievelijk met 11 en 10 % tussen 2000 en 2030. Van de verschillende componenten van de totale vervoerskosten zouden de uitgaven voor brandstof in verhouding tot het aantal passagierkilometer dalen met 18 % tijdens de periode 2000-2030 dankzij een betere energie-efficiëntie van de voertuigen (door de toepassing van de ACEA/KAMA/JAMA-akkoorden). Voor het goederenvervoer zouden de uitgaven voor brandstof per tonkilometer slechts in geringe mate toenemen: +2 % over dertig jaar.

c. Residentiële sector

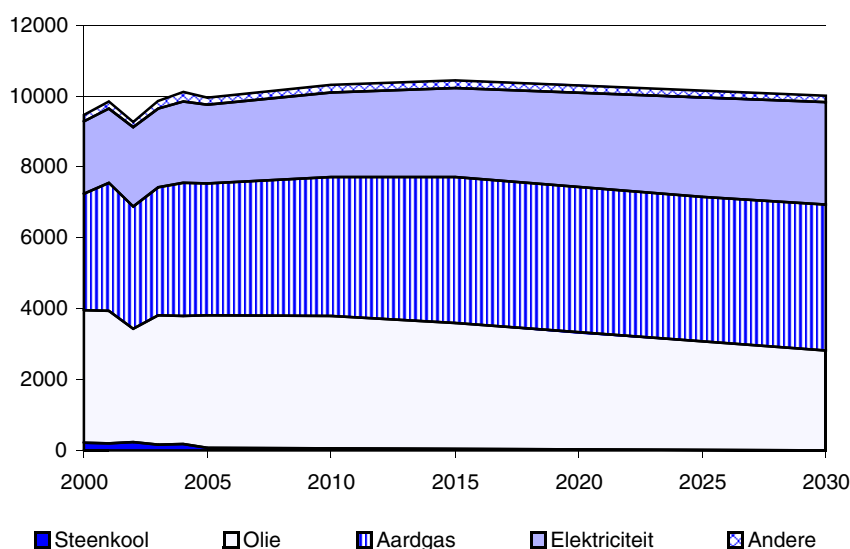
De verbetering van de energie-intensiteit van de residentiële sector (gemeten als de verhouding van de eindvraag naar energie tot het reëel beschikbaar inkomen) bedraagt over de projectieperiode gemiddeld -1,4 % per jaar. Dat percentage is een verderzetting van de -0,8 % jaarlijkse verbetering die tussen 1990 en 2000 werd waargenomen. De vraag naar energie per inwoner blijft stabiel en bedraagt in 2030 0,9 toe per inwoner². Bij nader inzicht verhult deze stabilisatie eigenlijk een stijging tijdens het eerste decennium (+0,6 % per jaar) en wordt ze gevolgd door een daling a rato van -0,4 % per jaar tijdens de periode 2010-2030. Dat is voornamelijk te wijten aan een vraag naar elektriciteit per inwoner die blijft stijgen, hoewel minder sterk dan in het verleden: 0,9 % per jaar over de periode 2000-2030 tegenover 2,3 % per jaar tussen 1990 en 2000, en dit gekoppeld aan een vraag naar fossiele brandstoffen per inwoner die daalt: -0,4 % jaarlijks in de periode 2000-2030, ten opzichte van 0,8 % per jaar tussen 1990 en 2030.

De vraag naar elektriciteit stijgt gemiddeld met 1,2 % per jaar over de periode 2000-2030 tegenover 2,6 % tussen 1990 en 2000. De voornaamste oorzaken van de groeiende elektriciteitsvraag in de residentiële sector zijn het steeds grotere aantal

1. Op 8 april 2003 werd een Europese richtlijn goedgekeurd ter bevordering van de toevoeging van biobrandstoffen in benzine en diesel. De richtlijn bepaalt dat de lidstaten van de Europese Unie percentages van 2 % moeten bereiken in 2005 en 5,75 % in 2010.
 2. 1 toe = 11 630 kWh.

elektrische toestellen per gezin en de toename van het aantal gezinnen. Door een opmerkelijke verbetering van het energierendement van die toestellen (een stijging van iets meer dan 25 % van de efficiëntie is voorzien over de projectieperiode) blijft de groei van de elektriciteitsvraag evenwel gematigd. Wat de fossiele brandstoffen betreft, zou het verbruik van steenkool verder achteruitgaan (-10,4 % per jaar). In 2030 maken de gezinnen er nagenoeg geen gebruik meer van en haar aandeel in de totale eindvraag naar energie wordt dan ook onbeduidend. Het verbruik van vloeibare brandstoffen neemt eveneens af (gemiddeld -1,0 % per jaar tussen 2000 en 2030), met name door de omschakeling naar aardgas, dat zijn opgang voor verwarming (+0,7 % per jaar) voortzet. Ten slotte daalt het verbruik van biomassa licht terwijl het verbruik van zonne-energie aanzienlijk toeneemt (+12,7 % per jaar), dit laatste zonder evenwel 1 % van de eindvraag naar energie van de gezinnen in 2030 te bereiken. Op het einde van de projectieperiode is aardgas de meest gebruikte energievorm bij de gezinnen (41 % van de eindvraag naar energie), gevolgd door elektriciteit (29 %) en olieproducten (28 %).

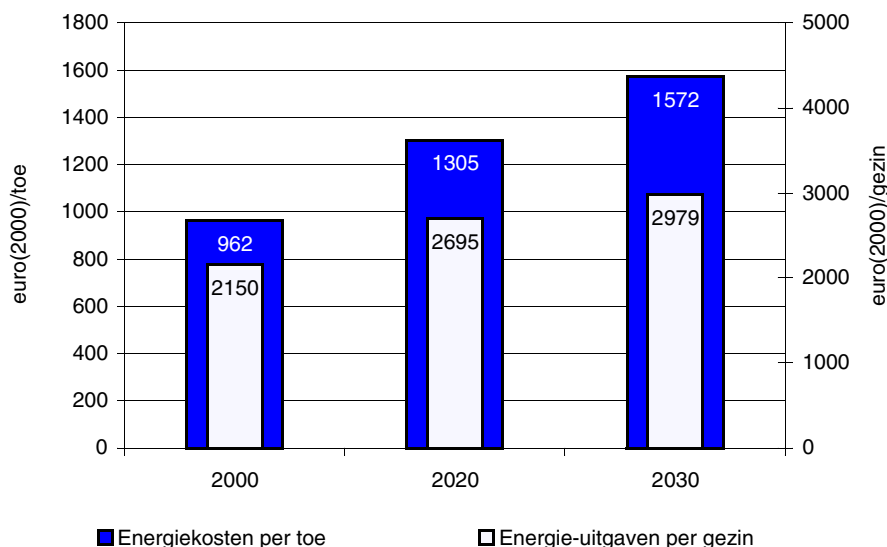
FIGUUR 10 - Eindvraag naar energie van de residentiële sector, referentiescenario (ktoe)



Bron: PRIMES, Eurostat.

Voor de gezinnen wordt de evolutie van de energiekosten beschreven aan de hand van twee indicatoren afgebeeld in onderstaande figuur: de energiekosten per verbruikte toe en de energie-uitgaven per gezin.

FIGUUR 11 - Evolutie van de energiekosten van de gezinnen, referentiescenario



Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

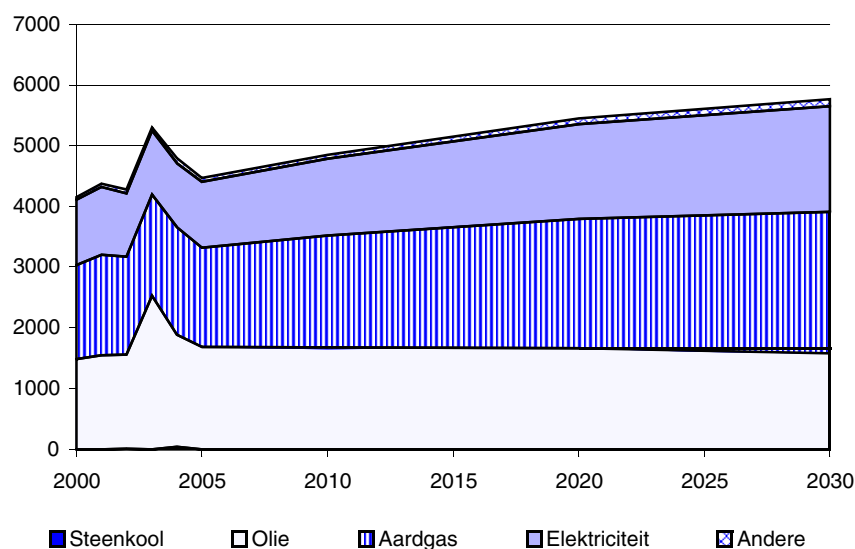
De energiekosten per verbruikte toe stijgen met 63 % tijdens de periode 2000-2030. Dat is het gevolg van de hogere aankoopkosten van de verschillende brandstoffen, maar ook van de hogere kosten van de energie-uitrusting. Per gezin zouden de energie-uitgaven stijgen tot EUR 2 979 in 2030, tegenover EUR 2 150 in 2000, of 39 % meer over dertig jaar, de inflatie niet meegerekend.

d. Tertiaire sector

De energie-intensiteit van de tertiaire sector daalt verder in de periode 2000-2030 na een status quo tussen 1990 en 2000. Dergelijke evolutie wijst erop dat hoewel de toegevoegde waarde van deze sector snel de hoogte inschiet (gemiddeld 2,0 % jaarlijks over de periode 2000-2030) het energieverbruik niet evenredig meestijgt, een gevolg van de technologische vooruitgang.

Er wordt eveneens een herverdeling van het energieverbruik over de verschillende energievormen verwacht: het aandeel van de olieproducten boet aan terrein in (van 36 % in 2000 naar 27 % in 2030), en dit ten voordele van aardgas (waarvan het aandeel stijgt van 37 naar 40 %) en vooral van elektriciteit (een sprong van 26 naar 30 %). In absolute termen uitgedrukt vertalen deze wijzigingen zich als een stijging van het elektriciteitsverbruik in de tertiaire sector met meer dan 60 % tussen 2000 en 2030, een stijging met ongeveer de helft van het aardgasverbruik en een lichte toename van de consumptie van vloeibare brandstoffen (+6,3 %).

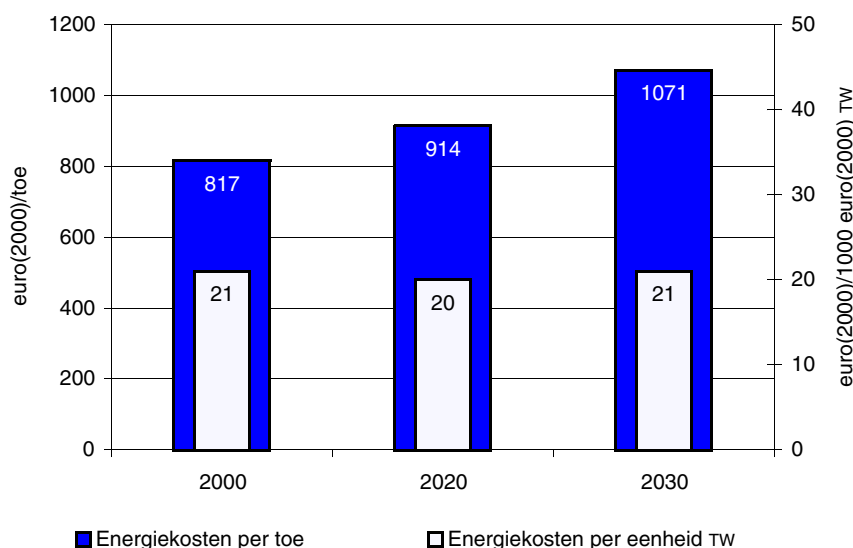
FIGUUR 12 - Eindvraag naar energie van de tertiaire sector, referentiescenario (ktoe)



Bron: PRIMES, Eurostat.

Figuur 13 geeft de evolutie van twee indicatoren m.b.t. de energiekosten van de tertiaire sector, namelijk de energiekosten per verbruikte toe en de energiekosten per eenheid toegevoegde waarde. Die twee indicatoren zijn op dezelfde manier gedefinieerd als voor de industrie (cfr. supra).

FIGUUR 13 - Evolutie van de energiekosten van de tertiaire sector, referentiescenario



Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

De energiekosten per verbruikte toe stijgen aanzienlijk tussen 2000 en 2030. De stijging bedraagt 31 % en is het resultaat van een stijging van de component 'energie-uitrusting' met 64 % en van de component 'aankoop van brandstof' met 24 %. De energiekosten per eenheid toegevoegde waarde daarentegen blijven tijdens de projectieperiode vrijwel constant.

3. De elektriciteits- en stoomproductie

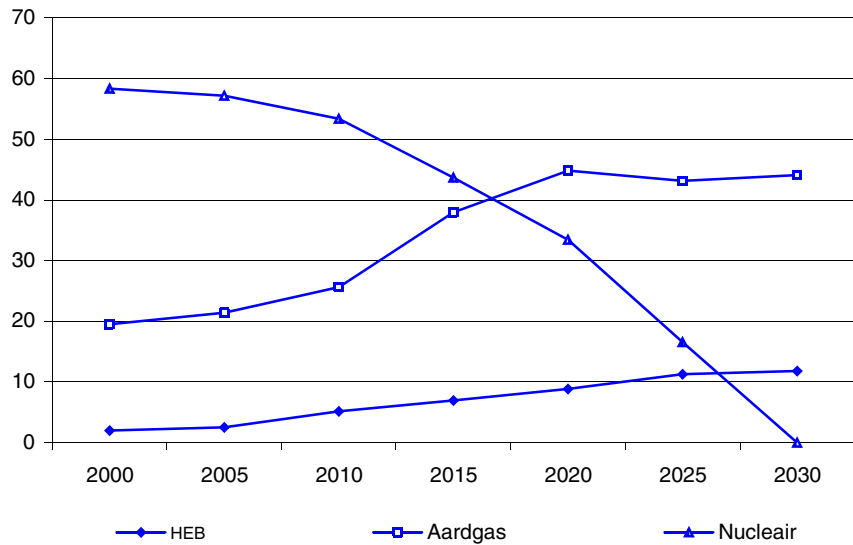
Een derde interessante thema is de productie van elektriciteit. Er wordt eerst gekeken naar de evolutie van de totale productie, om vervolgens over te schakelen naar de structuur of samenstelling van deze parameter.

De productie van elektriciteit legt over de totale projectieperiode een groeipad af. In de periode 2000-2010 groeit het aan aan een ritme van 1,3 % per jaar, wat een productie oplevert van maar liefst 94 TWh in 2010 (waarbij gestart werd van een niveau van 82,6 TWh in 2000). In het volgende decennium blijft de groei aanhouden: jaarlijks tikt de productie van elektriciteit aan met 1,1 % wat leidt tot een absolute waarde in 2020 van 104 TWh. Het is enkel in de laatste periode dat het groeiritme wat vertraagt en neerkomt op 0,7 % per jaar: hierdoor zal in 2030 112 TWh elektriciteit worden geproduceerd.

Het productiepark kan grosso modo verdeeld worden in kerncentrales, hernieuwbare eenheden (voornamelijk waterkrachtcentrales en windmolens) en thermische productie-eenheden (waaronder ook biomassa wordt gerekend). In 2000 is het overwicht van nucleaire elektriciteit zonneklaar: maar liefst 48 TWh wordt opgewekt met behulp van kerncentrales. Thermische eenheden staan in voor de rest van de binnenlandse productie (ten belope van 34 TWh), aangezien de hernieuwbare eenheden (hydro en wind) slechts 0,5 TWh voor hun rekening nemen. Deze situatie wijzigt aanzienlijk naar het einde van de projectieperiode toe. De nucleaire uitdoving zorgt voor een verdwijning van de kerncentrales van het elektriciteitstoneel, wat een inhaalbeweging van de thermische eenheden noodzaakt: zij staan in 2030 in voor 106 TWh. Ook de hernieuwbare eenheden maken een belangrijke sprong voorwaarts: in de periode 2000-2010 groeien ze aan een jaarlijks ritme van 20,4 %, gevolgd door meer bescheiden groeicijfers in de daaropvolgende perioden (3,1 % en 4,1 % respectievelijk). In 2030 genereren zij 6 TWh aan elektriciteit.

Figuur 14 beschrijft voor het referentiescenario de evolutie van de aandelen van kernenergie, aardgas en hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsproductie. Het saldo geeft in hoofdzaak het aandeel van steenkool.

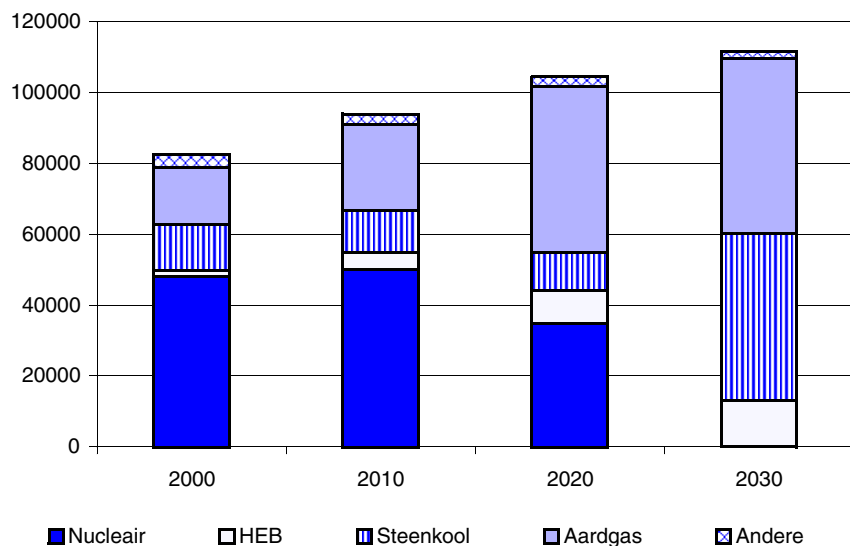
FIGUUR 14 - Aandeel van verschillende brandstoffen in de elektriciteitsproductie, referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.
HEB = hernieuwbare energiebronnen.

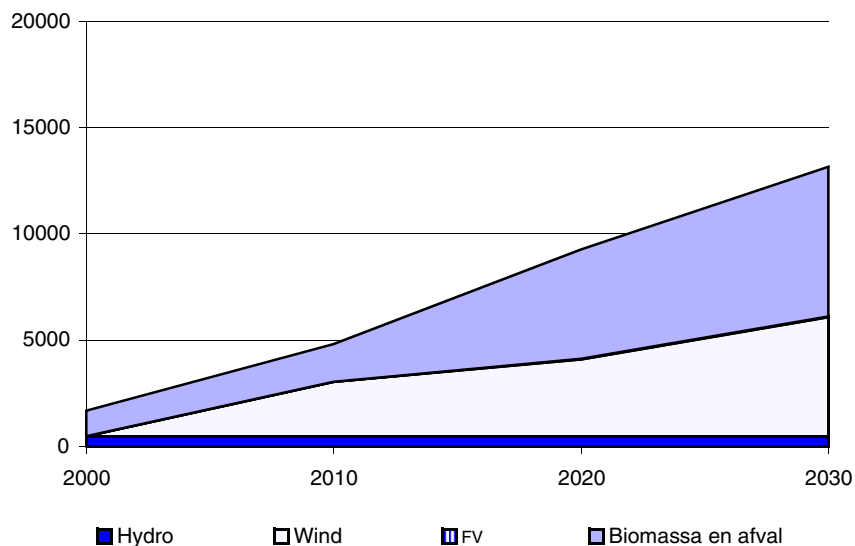
De 2 volgende figuren gaan nog een stapje verder: de eerste grafiek geeft de productie van elektriciteit weer opgedeeld naar brandstoffen (waarbij zowel de evolutie van het totaal als per brandstof wordt afgebeeld), de volgende figuur kijkt enkel naar de elektriciteitsgeneratie op basis van hernieuwbare energiebronnen. Beide figuren zijn weergegeven in GWh.

FIGUUR 15 - Elektriciteitsproductie per energievorm, referentiescenario (GWh)



Bron: PRIMES.
HEB = hernieuwbare energiebronnen.
Andere = afgeleide gassen en olieproducten.

FIGUUR 16 - Elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen, referentiescenario (GWh)



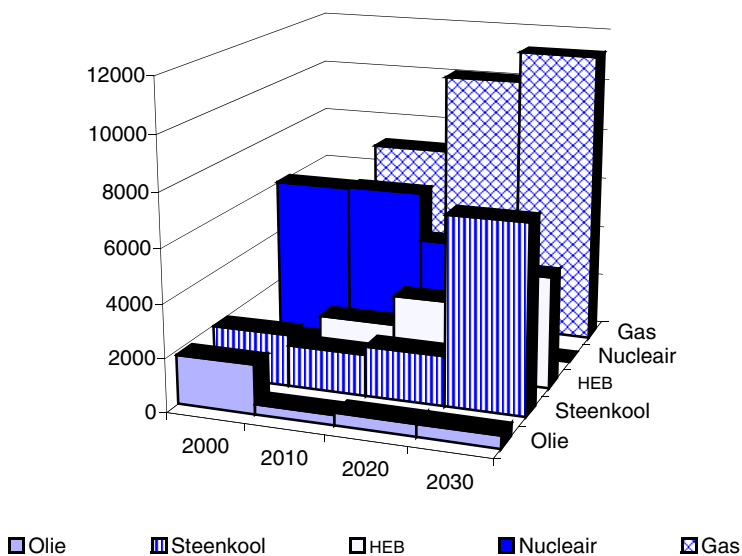
Bron: PRIMES.

FV = fotovoltaïsche cellen.

Uit bovenstaande figuren blijkt dat vooral naar het einde van de projectieperiode het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen significant wordt, in 2030 bedraagt het immers ongeveer 12%. Figuur 16 leert ons dat dit aandeel voornamelijk wordt ingevuld door biomassa en afval en wind.

Kijken we vervolgens naar de onderliggende capaciteit die het mogelijk maakt bovenstaande productieniveaus te behalen. Uit deze figuur blijkt duidelijk dat het nucleair park gradueel afgebouwd wordt. Verder merken we dat de capaciteit aan hernieuwbare energiebronnen gevoelig verhoogd wordt. Gegeven het intermitterend karakter van de HEB is een sterke capaciteitsuitbreiding nodig om een bepaald productieniveau te behalen. Ook de capaciteit op basis van steenkool- en de gasgestookte centrales neemt sterk toe. In 2030 wordt de grootste capaciteit geleverd door dit laatste type centrale.

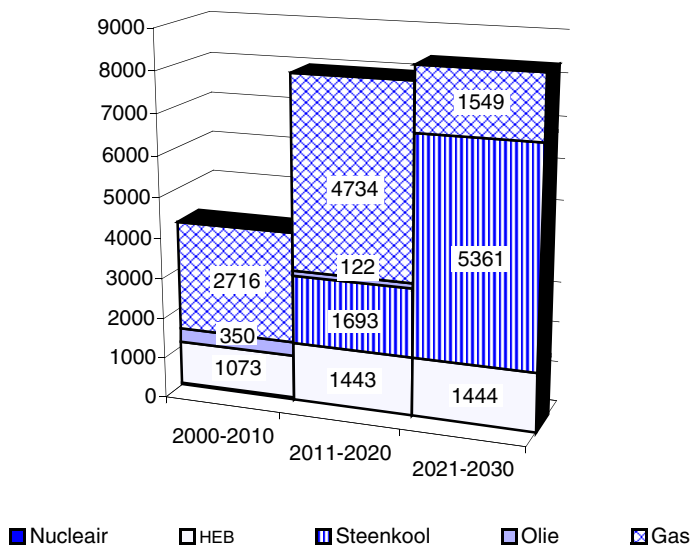
FIGUUR 17 - Geïnstalleerde capaciteit voor elektriciteitsproductie, referentie-scenario (MW_e)



Bron: PRIMES.

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

FIGUUR 18 - Uitbreiding van capaciteit voor elektriciteitsproductie, referentie-scenario (MW_e)



Bron: PRIMES.

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

De evolutie van de elektriciteitsproductie, de brandstofmix en de capaciteit(suitbreiding) kunnen verder aangevuld worden door enkele indicatoren die een grondigere analyse toelaten.

TABEL 11 - Indicatoren voor de productie van elektriciteit, referentiescenario

	2000	2020	2030
Efficiëntie van thermische elektriciteitsproductie (%)	37,1	55,1	52,6
Netto-invoerratio ⁽¹⁾ (%)	4,97	4,74	3,27
% elektriciteit van WKK	7,9	18,5	18,2
% elektriciteit van HEB	2,0	8,9	11,8
Aandeel van niet-fossiele brandstoffen in de elektriciteitsproductie (%)	60,3	42,3	11,8
Geïnstalleerde productiecapaciteit (GW)	14,9	19,6	23,0
Koolstofintensiteit (t CO ₂ /GWh)	246	213	395
Elektriciteit (eindvraag) per capita (kWh/capita)	7566	9265	9583

Bron: PRIMES.

(1): Netto-import van elektriciteit gedeeld door het totale elektriciteitsaanbod.

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

De evolutie van de gemiddelde efficiëntie van de thermische elektriciteitsproductie is sterk gelinkt aan de technologiemix. De opmerkelijke stijging in 2000-2020 heeft te maken met de investeringen in STEG's die gekenmerkt worden door hoge omzettingrendementen (in de buurt van 60 % voor nieuwe generatie), terwijl de lichte daling tussen 2020 en 2030 te wijten is aan de opmars van de superkritische steenkoolcentrales binnen de technologiemix; deze technologie bezit immers een lagere omzettingsefficiëntie dan de STEG's (rond 50 %).

De significante penetratie na 2020 van de op steenkool gebaseerde centrales verklaart eveneens de sterke toename in koolstofintensiteit en in de CO₂-emissies in 2030 (cfr. Figuur 19).

Het aandeel van niet-fossiele brandstoffen in de elektriciteitsopwekking is in feite opgebouwd uit 2 elementen: kernenergie enerzijds, hernieuwbare energiebronnen anderzijds. Het aandeel van elektriciteit op basis van nucleair daalt geleidelijk wegens de uitdoving van de kerncentrales na een operationele levensduur van 40 jaar. Het aandeel van hernieuwbare energiebronnen stijgt daarentegen: van slechts 2 % in 2000 klimt het naar bijna 12 % in 2030. Gelijktijdig stijgt het aandeel van WKK in de elektriciteitsopwekking geleidelijk tot 2020 waarna het stabiliseert rond 18 % tijdens de volgende 10 jaar.

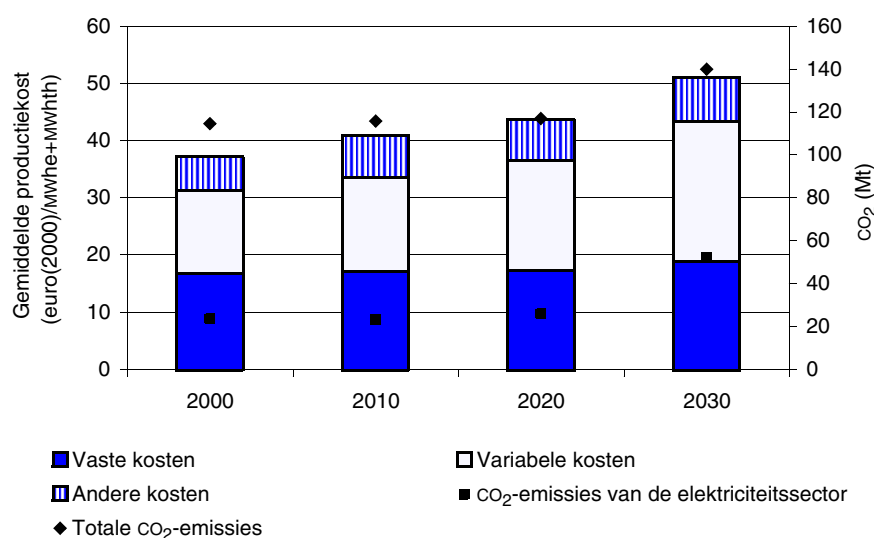
De geïnstalleerde capaciteit verhoogt met maar liefst 54 % over de periode 2000-2030. Deze toename is vereist om de groei in elektriciteitsverbruik bij te benen. De productiecapaciteit neemt zelfs toe aan een hoger ritme dan de elektriciteitsvraag. Eén reden daarvoor is de daling in de netto-elektriciteitsinvoer, de andere reden is de daling in de gemiddelde gebruiksratio van elektrische capaciteiten: in 2000 was deze nog ongeveer 63 %, in 2030 wordt hij ingeschat op 55 %¹. De evo-

1. De daling in gemiddelde gebruiksratio (productie/(geïnstalleerde capaciteit x 8760 uren)) is te wijten aan een hoger aandeel van capaciteit dat gebaseerd is op intermitterende energiebronnen.

lutie van elektriciteitsin- en uitvoer wordt endogeen door het model bepaald¹ gegeven een bepaald aantal veronderstellingen rond de verklaarde strategie van de buurlanden. De progressieve daling in netto-elektriciteitsinvoer in 2005-2030 is te wijten aan onder andere de daling van de overcapaciteiten op Franse en Duitse bodem. In 2030 wordt de netto-elektriciteitsinvoer verwacht iets onder de 4 TWh uit te komen.

Wat de gemiddelde productiekost betreft, merken we dat deze met maar liefst 36 % stijgt gedurende de projectieperiode. Dat komt neer op een stijging van iets meer dan één procent per jaar. Vooral het laatste decennium geeft aanleiding tot een significante toename van de gemiddelde productiekosten. In deze tienjarige periode sluit dan ook de laatste kerncentrale haar deuren. Enerzijds moet men in die sterk gestegen gemiddelde productiekost het inmiddels afgeschreven nucleaire park ontberen, anderzijds nemen de aardgas- en steenkoolprijzen in die periode sterk toe. De variabele kosten (waaronder brandstof) maken in 2030 dan ook meer dan de helft uit van de totale gemiddelde kost. Samen met de toename in de gemiddelde kost stijgen ook de CO₂-emissies van de elektriciteits- en warmtesector en hierdoor de totale CO₂-emissies. Het volgende deel staat hier wat langer bij stil.

FIGUUR 19 - Gemiddelde productiekost van elektriciteit en stoom en CO₂-emissies, referentiescenario



Bron: PRIMES.

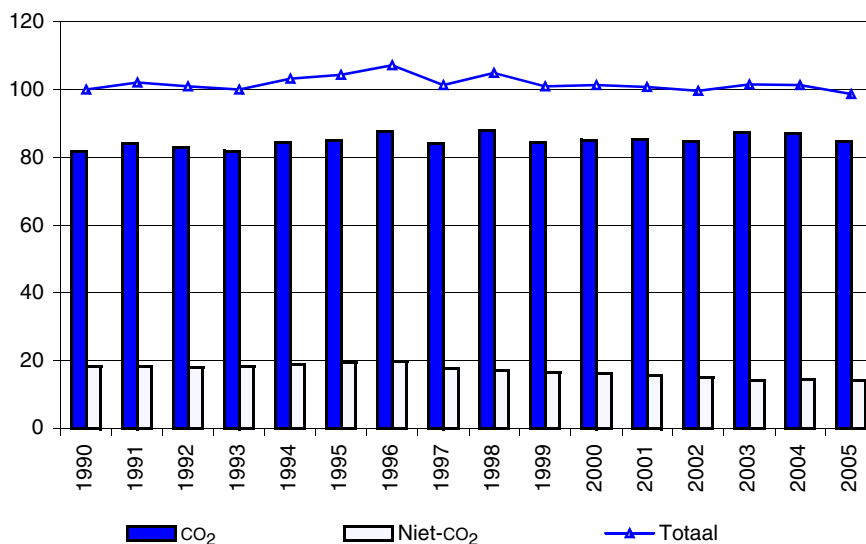
Tenslotte een woordje over de investeringsuitgaven van de elektriciteitssector² (inclusief warmtekrachtkoppeling): over de periode 2006-2030 worden deze geraamd op ongeveer EUR 17 miljard (uitgedrukt in EUR 2000). Deze uitgaven dekken zowel de vervanging van bestaande verouderde centrales als de bijkomende productiecapaciteit nodig om tegemoet te komen aan de grotere elektriciteitsvraag.

1. De nieuwe versie van PRIMES die gebruikt werd voor deze scenario-analyse bevat een hele reeks verbeteringen, met name in het elektriciteits- en stoomsubmodel waarin optimale flowanalyse en investeringsuitbreiding over een reeks van regionale elektriciteitsmarkten expliciet gemodelleerd worden, zie ook voetnoot p. 24.
2. Alle nieuwe warmtekrachtkoppelingssystemen zitten in de post investeringsuitgaven, investeringen voor de transport- en distributienetwerken daarentegen niet.

C. CO₂- en broeikasgasemissievooruitzichten

Om aan de (groeïende) vraag naar energie te voldoen, bestaan een aantal energievormen die ingezet kunnen worden. Welke men kiest, wordt door een amalgaam aan criteria bepaald zoals o.a. de relatieve prijs, de beschikbaarheid en de inzetbaarheid in een bepaalde technologie. Bovendien heeft men de keuze tussen hernieuwbare (op basis van 'onuitputtelijke' energiebronnen zoals zon en wind) en fossiele (op basis van 'eindige' energiebronnen zoals aardgas en steenkool) energiebronnen. Typisch aan de verbranding van de fossiele energiebronnen is dat schadelijke gassen vrijkomen. Deze gassen initiëren een nadelig effect op het milieu en worden broeikasgassen genoemd. Een nationaal energiepatroon zoals in de vorige paragrafen beschreven, krijgt dan ook een staartje in termen van nefaste broeikasgasuitstoot. In de PRIMES-output zoals door NTUA opgesteld, worden deze emissies berekend.

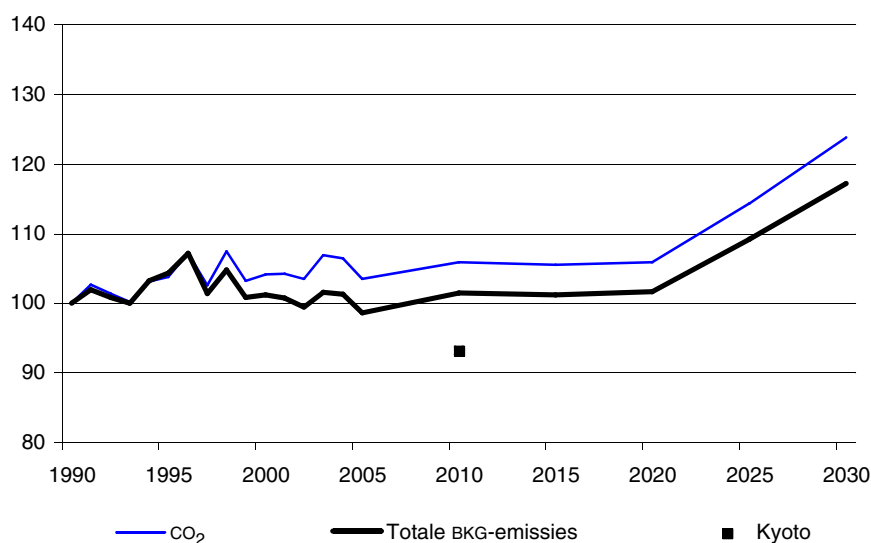
FIGUUR 20 - Historische evolutie van broeikasgassen in België (index 1990=100)



Bron: Nationale Inventarisrapport (2007).

Uit bovenstaande grafiek wordt duidelijk dat de broeikasgassen in België overheen de periode 1990-2005 redelijk stabiel zijn gebleven. Het gros van de broeikasgassen wordt uitgemaakt door CO₂, haar aandeel in het totaal van broeikasgassen bedraagt om en bij de 85 %. CO₂ komt voor het grootste deel vrij bij de omzetting en het verbruik van energie. De overige broeikasgasemissiebronnen zijn industriële processen, landbouw en afval. Op zich lijkt de stabilisatie van broeikasgassen goed nieuws, ware het niet dat België op 31 mei 2002 het Protocol van Kyoto heeft geratificeerd. België heeft zich aldus geëngageerd om haar emissies tegen de periode 2008-2012 te verminderen met 7,5 % ten opzichte van het basisjaar (zijnde 1995 voor de F-gassen, 1990 voor de andere broeikasgassen).

FIGUUR 21 - Evolutie van CO₂- en totale broeikasgasemissies in België
(index 1990=100)



Bron: NTUA, Nationale Inventarisrapport (2007).

Luchtvaartbunkers niet inbegrepen.

Uit Figuur 21¹ blijkt dan ook dat België niet in staat is haar engagement ten overstaan van het Protocol te realiseren indien er geen nieuwe beleidsmaatregelen komen inzake klimaatverandering (bovenop deze geïntegreerd in het referentiescenario). Die nieuwe maatregelen kunnen betrekking hebben op interne (binnen België) emissiereducties, maar ook kan beroep gedaan worden op externe inspanningen, zoals de Europese markt voor de handel in broeikasgasemissierechten (ETS) en de projectgebaseerde Kyoto-mechanismen.

Wat de evolutie van CO₂-emissies van energetische oorsprong² betreft, wordt in het jaar 2000 een niveau opgetekend van 114,7 Mt. Deze waarde groeit jaarlijks verder aan aan een ritme van 0,7 % gedurende de periode 2000-2030. Tijdens de twee eerste decennia is het groeiritme eerder bescheiden (0,1 % jaarlijks), tussen 2020 en 2030 lijkt het hek echter van de dam en nemen de energetische CO₂-emissies gemiddeld toe met 1,8 % per jaar. In 2010, het jaar waarin de verbintenisperiode van het Kyoto-protocol (2008-2012) halfweg is, ligt het CO₂-emissioniveau maar liefst 9,5 % hoger dan geregistreerd in 1990. In 2030 stranden ze op 139,9 Mt.

De evolutie van de totale energetische CO₂-uitstoot kan uitgesplitst worden in drie factoren: de evolutie van de koolstofintensiteit van de energiebehoeften van het land (CO₂/bbv³), de evolutie van de energie-intensiteit van het bbp (bbv/bbp) en de evolutie van het bbp, zoals blijkt uit de onderstaande vergelijking:

$$d\ln(\text{CO}_2) = d\ln(\text{CO}_2/\text{bbv}) + d\ln(\text{bbv}/\text{bbp}) + d\ln(\text{bbp})$$

De onderstaande tabel verduidelijkt de bijdrage van elk van die factoren tot de toename van de energetische CO₂-uitstoot in het referentiescenario; de evoluties stemmen overeen met de gemiddelde jaarlijkse groeivoet tijdens de periode 2000-2030.

1. Van 1990 tot 2005 komen de cijfers uit het Nationale Inventarisrapport. Na 2005 zijn het resultaat van de projectie.
2. In Figuur 21 worden de totale CO₂-emissies weergegeven, of de som van de energetische CO₂ en de niet-energetische CO₂-emissies.
3. bbv = bruto binnenlands verbruik (van energie) of primaire energievraag.

TABEL 12 - Verklarende factoren voor de evolutie van de energetische CO₂-emissies, referentiescenario (%)

	CO ₂	CO ₂ /bbv	bbv/bbp	bbp
Gemiddelde jaarlijkse groeivoet 2000-2030	0,7	0,7	-1,9	1,9
Gemiddelde jaarlijkse groeivoet 1990-2000	0,8	-1,1	-0,2	2,1

Bron: PRIMES.

bbv = bruto binnenlands verbruik (van energie).

De impact van de economische groei wordt gecompenseerd door een gevoelige daling -van gelijkaardige omvang- van de energie-intensiteit van het bbp. De evolutie van de CO₂-uitstoot wordt dus vooral bepaald door de wijzigingen in de koolstofintensiteit van onze energiebehoeften. De groei van deze laatste factor wordt verklaard door het toenemend aandeel van de fossiele brandstoffen in de energiemix als gevolg van de uitstap uit kernenergie en dit ondanks de toename van de hernieuwbare energiebronnen.

De bijdrage van de verschillende factoren voor de periode 2000-2030 verschilt met die voor de periode 1990-2000. De impact van de economische groei op de emissies werd toen immers vooral getemperd door een daling van de koolstofintensiteit van het energieverbruik (hoofdzakelijk via de vervanging van steenkool door aardgas).

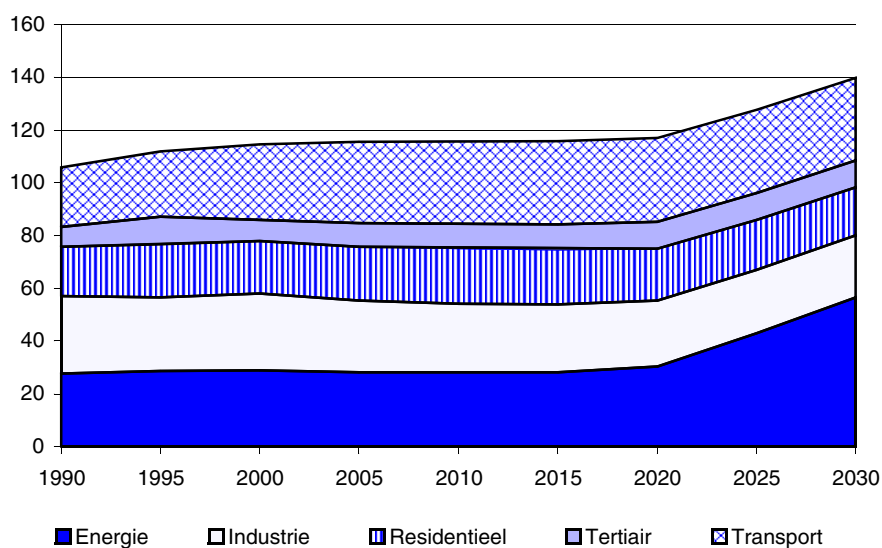
De uitgesproken verbetering van de energie-intensiteit van het bbp die de komende jaren wordt verwacht, vindt een verklaring in:

- de gevoelige verbetering van de energie-efficiëntie, zowel bij het energieaanbod als bij de eindvraag naar energie, vooral als gevolg van de stijging van de reële energieprijzen en de toepassing van beleidsmaatregelen die gericht zijn op energiebesparing,
- structurele veranderingen binnen de industrie,
- het verzadigingseffect van de vraag naar energieverbruikende toepassingen,
- de statistische afspraak inzake kernenergie waarbij de nucleaire warmte die wordt weergegeven in het bruto binnenlands verbruik, wordt berekend op basis van een theoretisch omzettingsrendement van kerncentrales van 33 %. De vervanging van de kerncentrales door andere centrales die een hoger rendement hebben, leidt dan tot een gevoelige verbetering van de gemiddelde efficiëntie van de elektriciteitsproductie en, als gevolg daarvan, tot een kleinere energievraag voor eenzelfde elektriciteitsproductie.

Wanneer de emissie-analyse gevoerd wordt op niveau van de sectoren worden een aantal (soms tegenstrijdige¹) tendensen zichtbaar. Zo is de grootste CO₂-vervuiler in 2000 de industrie, maar geeft ze na 2020 haar kwalijke reputatie door aan zowel de elektriciteitsproductie als de sector transport. De sector van elektriciteitsproductie noteert in 2000 een CO₂-uitstoot van 23,5 Mt, in 2030 is dit opgelopen tot 52,4 Mt. Transport neemt de tweede plaats in met 31,3 Mt in 2030. Industrie zelf blijft achter met een waarde van 23,5 Mt in 2030, wat een daling inhoudt ten opzichte van 2000 (het niveau in 2000 bedroeg nog 29,1 Mt). De huishoudens produceren in 2030 CO₂-emissies ten belope van 18,3 Mt, de tertiaire sector sluit de rangen met 10,2 Mt.

1. Zie ook Tabel 15.

FIGUUR 22 - Sectorale evolutie van CO₂-emissies van energetische oorsprong, referentiescenario (Mt CO₂)



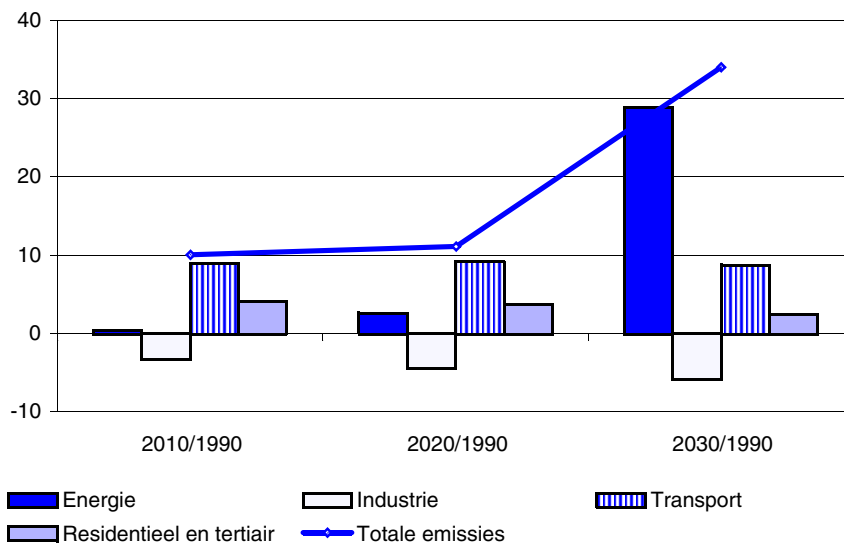
Bron: PRIMES.

Figuur 23 leert ons dat de stijging van de CO₂-emissies tussen 1990 en 2010 (+9,5 %) voornamelijk op rekening te schrijven is van de transportsector (+39 %). Ook de residentiële en tertiaire sector trekken de CO₂-emissies naar boven (respectievelijk met +12 en +26 %). De uitstoot door de industrie zou daarentegen dalen met 11 %, terwijl de elektriciteitsproductie in 2010 ongeveer evenveel zou uitstoten dan in 1990.

Tussen 2010 en 2020 nemen de CO₂-emissies zo mogelijk nog meer toe (+10,5 % in vergelijking met 1990). Ook deze keer is de hoofdverantwoordelijke de transportsector (+41 %), terwijl ook de tertiaire sector slechte leerling in de klas blijft (+34 %). In 2020 zien we dat de elektriciteitsproductie meer en meer verantwoordelijk wordt voor de verslechtering in de CO₂-toestand. Enkel de industrie vermindert haar uitstoot ten opzichte van 1990: maar liefst 15 % minder wordt uitgehoest.

De echte sprong in CO₂-emissies vindt echter pas plaats tussen 2020 en 2030 (+32 % in vergelijking met 1990). Deze keer is de overduidelijke schuldige de elektriciteitssector door de inzet van vervuilende steenkoolcentrales. De industrie blijft het goed doen door haar CO₂-emissies ten overstaan van 1990 in te krimpen met 20 %.

FIGUUR 23 - Evolutie van de energiegerelateerde CO₂-emissies ten opzichte van 1990, referentiescenario (Mt CO₂)

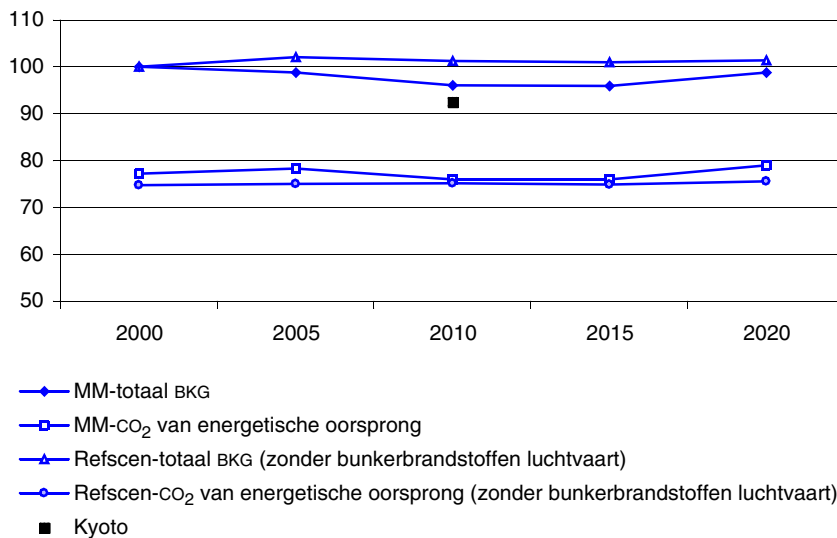


Bron: PRIMES.

Het deel over het referentiescenario wordt afgesloten aan de hand van Figuur 24. Deze grafiek toont een vergelijking tussen de cijfers geprojecteerd met behulp van het energetisch model PRIMES en de cijfers zoals ze terug te vinden zijn in het Belgische rapport dat de evolutie van de vooruitgang nagaat onder Beslissing No. 280/2004/EC van het Europese Parlement en van de Raad van 11 februari 2004 (Belgium, 2005), hierna MM (van Monitoring Mechanism) genoemd. Op te merken valt dat in het MM slechts cijfers terug te vinden zijn tot het jaar 2020.

Uit deze figuur wordt duidelijk dat beide studies dicht bij elkaar aanleunen wat de verwachte evolutie van energetische CO₂ betreft, maar dat de vooruitzichten voor de niet-(energetische) CO₂ broeikasgassen sterk afwijken. Gemiddeld gezien voorzien het referentiescenario en de aanvullende prospectieve analyse van NTUA een jaarlijkse toename van de energetische CO₂ met 0,1 % en een zelfde toename (0,1 % per jaar) voor het totaal aan broeikasgassen voor de periode 2000-2020, terwijl het MM een gelijkaardige jaarlijkse aangroei projecteert voor de energetische CO₂, maar een daling verwacht voor het totaal der broeikasgassen met -0,1 % per jaar. Beide projecties voorzien dat het Protocol van Kyoto niet gehaald kan worden zonder bijkomende inspanningen.

FIGUUR 24 - Vergelijking vooruitzichten CO₂- en broeikasgasemissies door NTUA en deze gerealiseerd in het kader van het Monitoring Mechanism, maart 2007 (index 2000=100)



Bron: PRIMES, NTUA, Monitoring Mechanism (2007).



Gevoeligheidsanalyses

Bij het opstellen van het referentiescenario worden een aantal hypothesen gemaakt die noodgedwongen onderhevig zijn aan discussie. Zo wordt bvb. een bepaalde groei van de economie veronderstelt die als input dient voor het verdere verloop van de scenario-oefening. Het opstellen van economische groeiperspectieven is echter zelf een complexe oefening die het inzicht van de perfecte glazen bol ontbeert. Om dit in rekening te brengen, worden gevoeligheidsanalyses opgesteld. Gevoeligheidsanalyses bieden een omkadering voor het referentiescenario aangezien de impact van een bepaalde parameter waarover onzekerheid kan bestaan, becijferd wordt en zo een marge rond de referentieprojectie vormt. Daarbij wordt enkel de parameter in kwestie veranderd, verder blijven dezelfde hypothesen zoals in het referentiescenario gedefinieerd, gelden.

Dergelijke analyses worden ondernomen om rekening te houden met de onzekerheid die hangt rond een bepaalde exogene parameter: een gevoeligheidsanalyse laat dan toe meer dan één output te beschouwen en de impact van een hogere/lagere waarde van de exogene parameter te analyseren. Zo bekomt men een waaier van referentievoorzichten in plaats van één unieke waarde. Voor de gevoeligheidsanalyses in deze studie werd gekozen om 3 supplementaire analyses op te stellen, met name een analyse waarin de internationale koolwaterstofprijzen duurder zijn (hogere olie- en aardgasprijzen), eentje waarvan de aardgasprijs minder snel evolueert dan de (duurdere) olieprijs en een variant waarin een lagere economische groei wordt verondersteld.

A. Prijsvarianten

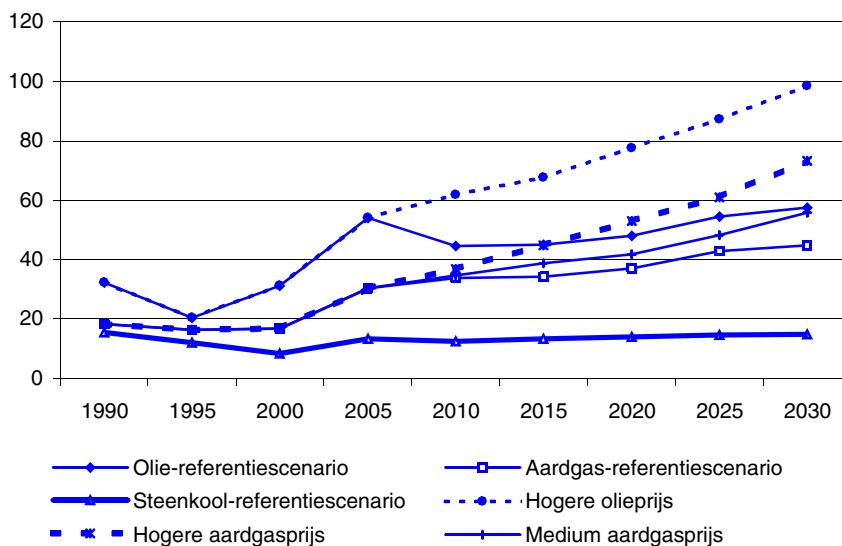
In de eerste 2 gevoeligheidsanalyses variëren de internationale prijzen voor olie en aardgas ten opzichte van het referentiescenario. In een eerste analyse wordt hun gezamenlijke evolutie als gekoppeld beschouwd zoals dat ook al in het verleden het geval was en bovendien bevestigd werd door heel wat binnen- en buitenlandse experts. Een tweede prijzenanalyse gaat uit van hoge olieprijzen, maar waarbij de aardgasprijzen 'losgelaten' worden, m.a.w. niet evenredig meer stijgen met de prijs van olie. Desalniettemin blijft de prijs van aardgas hoger dan in het referentiescenario. Zonder twijfel zullen de resultaten van dit laatste scenario sterk beïnvloed worden door de hypothese van het relatief goedkopere aardgas (vergeleken met olie). De 'prijsvarianten'- en 'referentiescenario'-prijzen voor olie, aardgas en steenkool worden in onderstaande figuur voorgesteld.

Box 1: Logica achter de prijsvarianten

De redenering achter deze prijsvarianten is de volgende. In het hogere-olie-hogere-aardgasprijsscenario wordt uitgegaan van de veronderstelling dat de prijzen de hoogte worden ingedruwd door een sterkere economische groei in China, India en andere Aziatische landen in ontwikkeling (+10 % vergeleken met het referentiescenario). Een bijkomende prijsverhogende factor is de aanname dat olie- en gasreserves minder voorradig zijn dan verondersteld in het referentiescenario. Er wordt m.a.w. vanuit gegaan dat olie- en gasvoorraden sneller uitgeput zullen zijn en dat dit een (bijkomend) prijsverhogend effect initieert.

De hogere-olie-medium-aardgasprijsvariant vertrekt van dezelfde basis als de vorige variant (hogere bbp-groei in het oosten en olie- en gasreserves), maar implementeert een relatief minder snelle stijging van de aardgasprijs (vergeleken met olie) dan in de vorige variant. In deze variant blijft de aardgasprijs evenwel steeds boven het niveau aangehouden in het referentiescenario. Deze variant laat toe de hypothese te testen dat de meest nabije leveranciers van gas in Europa (Rusland, Iran, de Kaspische Zee) hun gas zouden kunnen verkopen aan een prijs die iets lager ligt dan de prijs bepaald door de 'market fundamentals' om zo een aandeel te kunnen behouden in deze regio van de wereld.

FIGUUR 25 - Vergelijking vooruitzichten internationale energieprijzen voor het referentiescenario en de prijsvarianten voor de periode 1990-2030 (USD (2005) per boe)



Bron: NTUA.
boe = barrel of oil equivalent

Het is duidelijk dat de hogere olie- en aardgasprijzen onmiddellijke repercussies zullen hebben op de indicatoren die voor het referentiescenario werden beschreven. Een algemene economische wetmatigheid dicteert immers dat een verhoging van de prijs een daling van de vraag met zich meebrengt. Een daling van de vraag (een lager verbruik) leidt op het eerste zicht tot een daling van de uitstoot, maar er dient rekening gehouden te worden met een mogelijke 'fuel switch'. Door de verhoging in de relatieve prijzen is het immers perfect mogelijk dat een andere, meer concurrentieel geworden brandstof de plaats gaat innemen van het duurdere olie of gas, maar dat deze goedkopere brandstof meer vervuilend is dan het duurdere substituuat (zoals bvb. steenkool). Ook op het vlak van de elektriciteitsproductie kan deze fuel switch veroorzaakt door de hogere prij-

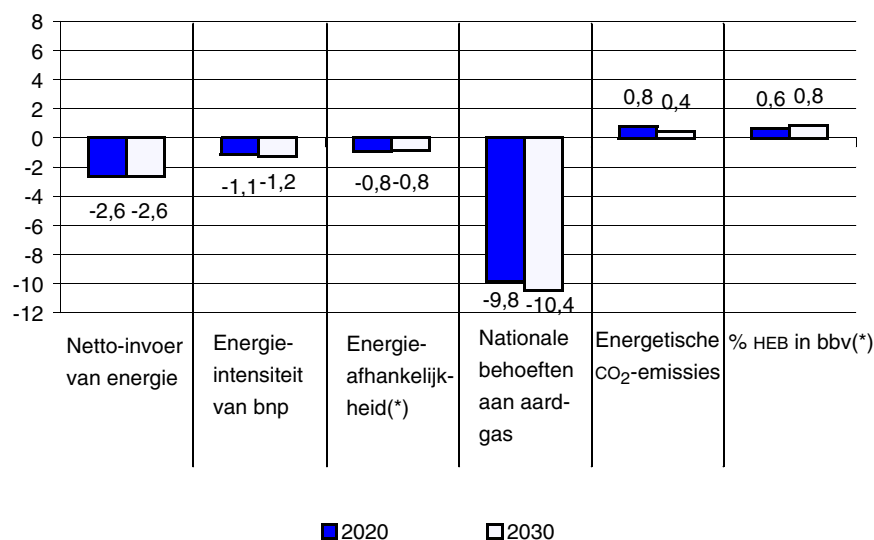
zen opgemerkt worden: de brandstofmix zal immers veranderen in die zin dat goedkopere substituten de plaats van de duurere brandstoffen zoveel mogelijk zullen innemen. In wat volgt, zal aan de hand van enkele verduidelijkende grafieken het bovenstaande toegelicht worden.

1. Primaire energievraag

a. Hogere-olie-en-aardgasprijsvariant (hohg)

Een eerste indicator waarvan de impact van de hogere brandstofprijzen op het referentiescenario bestudeerd wordt, is de primaire energievraag. Dat gebeurt aan de hand van onderstaande figuur. Deze en volgende figuren schetsen een overzichtelijk beeld van een aantal parameters¹ die behoorlijk wijzigen onder invloed van de hogere energieprijzen. Op de X-as wordt de evolutie overheen de projectieperiode van elke parameter weergegeven, op de Y-as wordt het procentueel verschil ten opzichte van het referentiescenario voorgesteld.

FIGUUR 26 - Aantal primaire-energiegerelateerde indicatoren voor de hohg-variant, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

(*): uitgedrukt in procentpunten.

Hogere prijzen zullen de netto-invoer van energie gevoelig doen dalen. In 2030 zal hierdoor ongeveer 3 % minder ingevoerd worden, een daling die echter 2 tegengestelde bewegingen verhuuld: enerzijds krimpt de netto-invoer van olie en gas (met respectievelijk -7 en -10 % in 2030), anderzijds stijgt de netto-invoer van steenkool (+21 % in 2030). Samen geeft dit een impact op de totale netto-invoer ten belope van -3 %. De daling van de netto-invoer zal eveneens een effect hebben op de primaire energievraag die globaal gezien lichtjes zal afnemen (-1,2 % in 2030). Deze geringe daling is te wijten aan het feit dat de lagere netto-invoer deels gecompenseerd zal worden door een verhoging van de primaire productie (door hernieuwbare energiebronnen).

1. Voor een beschrijving van elke indicator, zie bijlage D.

Positief is dat deze prijsvariant zorgt voor een bijkomende daling in de energie-intensiteit van het bbp (in het referentiescenario was reeds een jaarlijkse daling in de energie-intensiteit waar te nemen) en een lagere afhankelijkheid van strategisch gevoelige invoer met zich meebrengt.

De nood aan aardgas neemt natuurlijkerwijze af als gevolg van de minder concurrentiële prijzen: een daling in de gasvraag van 10 % vergeleken met het referentiescenario wordt genoteerd naar het einde van de projectieperiode toe.

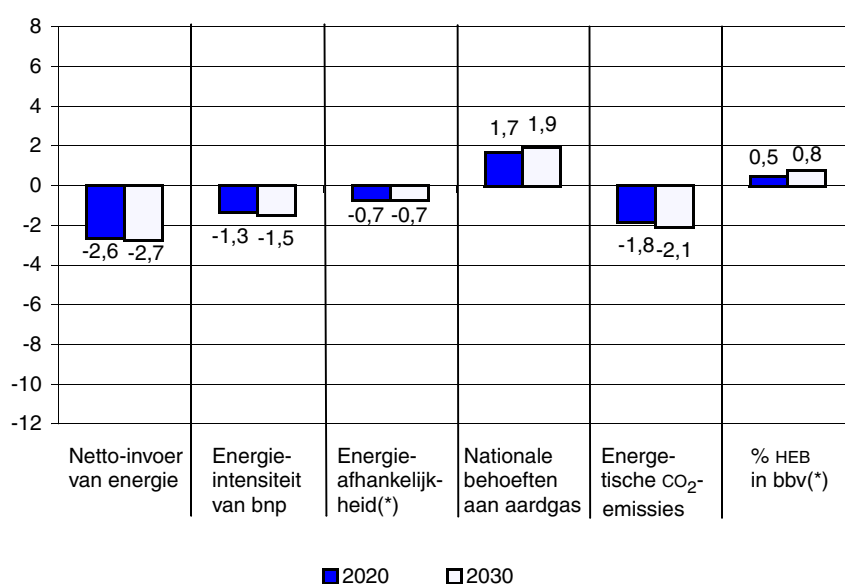
CO₂-emissies klimmen voorzichtig uit boven het niveau van het referentiescenario in 2020 en 2030 (0,8 % in 2020 en 0,4 % in 2030). Voor de prijsvariant geldt immers dat de emissies onderhevig zijn aan een contrastieve beweging: enerzijds een lager energieverbruik wat een neerwaartse druk uitoefent op de emissies, anderzijds het hogere verbruik van steenkool in deze variant (ter vervanging van het dure gas). Aangezien steenkool meer CO₂ per eenheid output emitteert dan gas, trekt deze beweging de emissies weer naar boven. De sterkte van deze effecten wisselt doorheen de tijd en het is slechts vanaf 2020 dat de inzet van meer vervuilende steenkool de bovenhand haalt en de CO₂-emissies lichtjes hoger worden dan in het referentiescenario.

Een laatste resultaat toont het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen in het bruto binnenlands verbruik: ten opzichte van het referentiescenario ligt dit iets hoger in de prijsvariant, in 2020 en 2030 bedraagt het verschil respectievelijk 0,6 en 0,8 procentpunten.

b. Hogere-olie-medium-aardgasprijsvariant (homg)

Eenzelfde figuur kan voor de prijsvariant opgesteld worden waarvan de olieprijs nog steeds verondersteld wordt aanzienlijk hoger te zijn, maar waarvan de aardgasprijs zich slechts lichtjes boven de referentiescenarioogasprijs bevindt.

FIGUUR 27 - Aantal primaire-energiegerelateerde indicatoren voor de homg-variant, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

(*): uitgedrukt in procentpunten.

Ook hier merken we dat de netto-invoer van energie negatief beïnvloed wordt door de hogere prijzen en zich onder het niveau van het referentiescenario zal bevinden voor de 2 projectiejaren. In 2030 zal hierdoor ongeveer 3 % minder ingevoerd worden tengevolge van een sterke daling in de netto-invoer van olie (9,4 % minder netto-invoer in 2030 vergeleken met het referentiescenario), hoewel de netto-invoer van aardgas en steenkool hoger liggen dan in het referentiescenario (met respectievelijk 1,9 % en 5,3 % in 2030). Opgeteld geeft dit een impact op de totale netto-invoer ten belope van -3 %, wat zich vertaalt in een invloed op de primaire energievraag ter waarde van -1,5 % in 2030. Deze geringe daling is te wijten aan het feit dat de lagere netto-invoer ook hier deels gecompenseerd zal worden door een verhoging van de primaire productie (door hernieuwbare energiebronnen).

Ook deze prijsvariant zorgt voor een bijkomende daling in de energie-intensiteit van het bbp en een lagere afhankelijkheid van strategisch gevoelige invoer.

Grote verschil met vorige variant is dat de nood aan aardgas toeneemt wegens het meer concurrentiële karakter van gas (vergeleken met olie wordt gas een stuk beterkoop). Er zal dan ook meer gebruik worden gemaakt van aardgas.

CO₂-emissies liggen lager dan in het referentiescenario. Dat is volledig op rekening te schrijven van de lagere primaire energievraag in de prijsvariant.

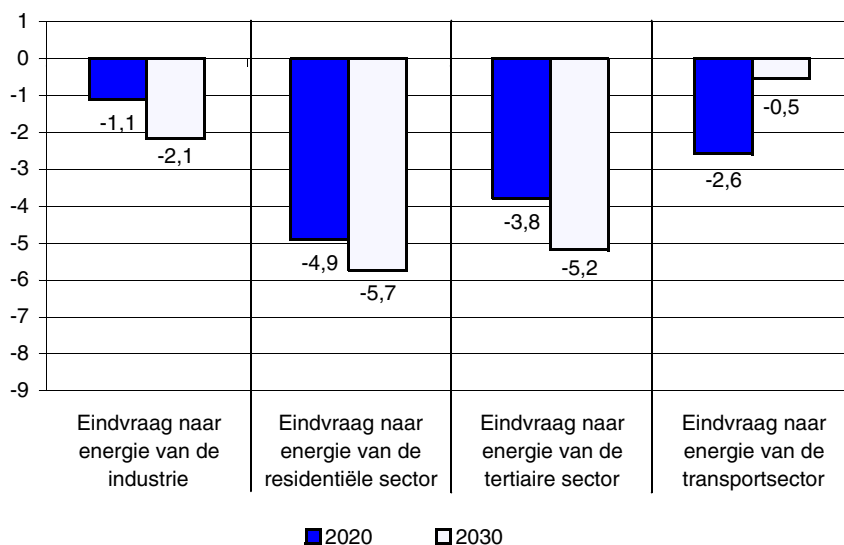
Een laatste resultaat toont het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen in het bruto binnenlands verbruik: ten opzichte van het referentiescenario ligt dit iets hoger in de prijsvariant, in 2010 slechts 0,1 procentpunt, in 2020 bedraagt het verschil al 0,5 procentpunten en in 2030 0,8 procentpunten.

2. Eindvraag naar energie

a. Hogere-olie-en-aardgasprijsvariant

De hogere brandstofprijzen hebben wel degelijk een effect op het finaal verbruik van energie door de eindconsumenten, een effect dat vooral naar het einde van de projectieperiode toe (wanneer de brandstofprijzen erg hoog worden) duidelijk wordt. Vooral de huishoudens en de tertiaire sector gaan de hogere prijzen compenseren door een dalend verbruik. De industrie en de transportsector daarentegen lijken minder geïmponeerd en vertonen slechts een minieme reactie op de prijsverhogingen. Wat transport betreft, zorgen de hoge brandstofheffingen voor een matigend effect waardoor de impact op de sector van de stijging van de olieprijs verkleind wordt. De industrie reageert eveneens lauw op de prijsverhogingen, maar dit omwille van andere redenen. Deze sector wordt immers gekenmerkt door een beperkte flexibiliteit op middellange termijn in termen van structurele veranderingen en door reeds belangrijke behaalde energetische efficiëntiewinsten in het referentiescenario. Hierdoor is de impact op het totaal energetisch verbruik eerder klein. Intern reageert de sector nochtans wel degelijk op de prijsverhogingen, met name door eerder elektriciteit te gaan verbruiken en door het aandeel van de olieproducten te verminderen.

FIGUUR 28 - Indicatoren van de finale vraag naar energie voor de hog-variant, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)

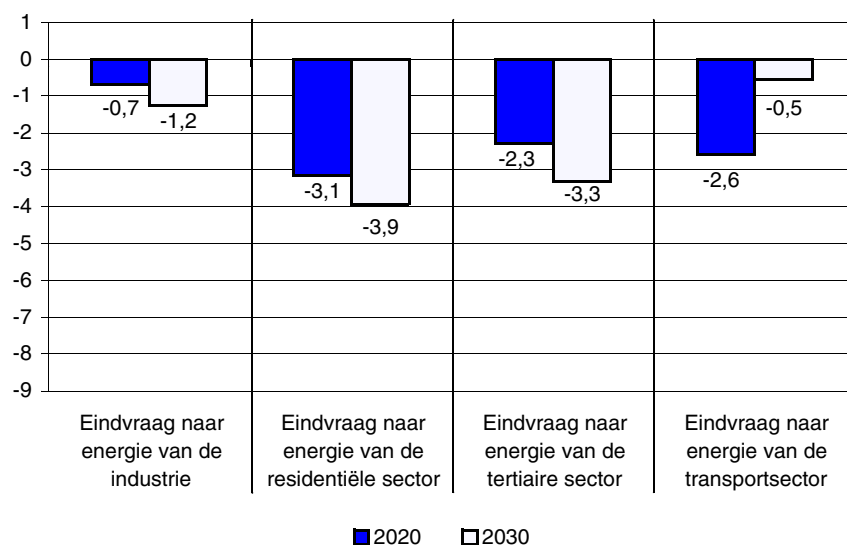


Bron: PRIMES.

b. Hogere-olie-medium-aardgasprijsvariant

Ook deze variant vertoont een invloed van de hogere olieprijs op de finale vraag naar energie. Huishoudens en tertiaire sector lijken minder zwaar getroffen dan in de hogere-olie-hogere-gasprijsvariant: dit is te wijten aan het feit dat deze sectoren nogal wat aardgas verbruiken (meer dan 40 % van de finale eindvraag) en dat de prijs van deze brandstof relatief gezien binnen de perken blijft. Hun finale energievraag zal dalen met respectievelijk -3,9 en -3,3 % in 2030 vergeleken met het referentiescenario. Ook hier weer lijkt de industrie minder getroffen en zal haar verbruik niet drastisch afnemen omwille van de hogere brandstofprijzen. Merk eveneens op dat er voor de transportsector geen verschil bestaat tussen de twee figuren (hogere-olie-hogere-gasprijzen en hogere-olie-medium-gasprijzen). Dat komt omdat de transportsector geen aardgas verbruikt en dat de prijshypothesen voor olie identiek zijn aan de prijshypothesen gehanteerd in de vorige variant.

FIGUUR 29 - Indicatoren van de finale vraag naar energie voor de homog-variant, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)

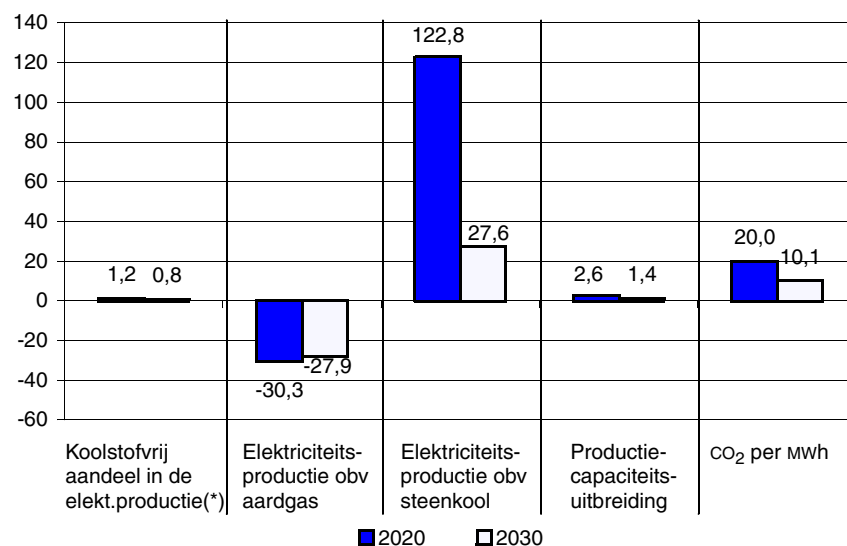


Bron: PRIMES.

3. Elektriciteitsproductie

a. Hogere-olie-en-aardgasprijsvariant

FIGUUR 30 - Aantal elektriciteitsproductiegerelateerde indicatoren voor de hog-variant, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

(*): uitgedrukt in procentpunten.

Bovenstaande figuur spitst zich toe op de elektriciteitsproductiesector. Hiervoor worden 5 parameters onderzocht, met name het koolstofvrije aandeel in de elektriciteitsproductie, het aandeel van gas en van steenkool, de capaciteitsuitbrei-

ding die plaatsvindt tussen 2005 en 2020 en tussen 2005 en 2030 en de CO₂-uitstoot per geproduceerde MWh.

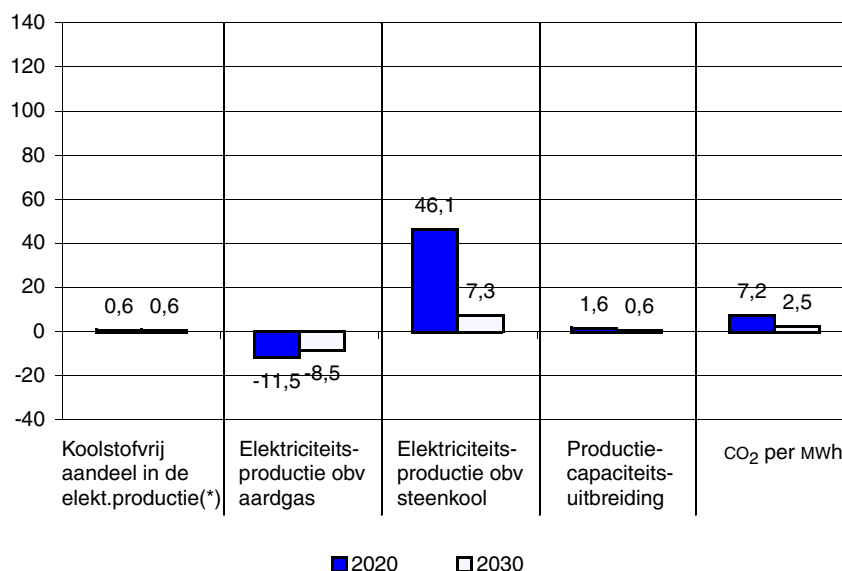
Het aandeel van koolstofvrije productie bevindt zich ietsje boven het referentiescenario (0,8 procentpunten in 2030). Deze toename is volledig op rekening te schrijven van een meerproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen aangezien de nucleaire productie, net zoals in het referentiescenario, onderhevig is aan een uitdovingsoefening. In 2030 bedraagt het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsopwekking 12,6 %.

Zoals kon verwacht worden, vertaalt de hogere gasprijs zich in een lagere inzet van gas in de productie van elektriciteit, een leemte die ruimschoots door steenkool wordt opgevuld. De inzet van steenkool swingt vooral in 2020 de pan uit en is ongeveer dubbel zo hoog in de prijsvariant als in het referentiescenario. De verschillen in fuel mix monden uit in een elektriciteitsproductie waarbij meer CO₂ uitgestoten wordt per geproduceerde MWh dan het geval is in het referentiescenario.

De noodzakelijke capaciteitsuitbreiding wordt vooral merkbaar naar het einde van de projectieperiode toe: 2,6 % meer capaciteit in 2020 en 1,4 % meer in 2030 dient opgebouwd te worden in vergelijking met het referentiescenario.

b. Hogere-olie-medium-aardgasprijsvariant

FIGUUR 31 - Aantal elektriciteitsproductiegerelateerde indicatoren voor de hogere-olie-medium-aardgasprijsvariant, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

(*): uitgedrukt in procentpunten.

Ook voor deze variant worden 5 parameters onderzocht: het koolstofvrije aandeel in de elektriciteitsproductie, het aandeel van gas en van steenkool, de capaciteitsuitbreiding die plaatsvindt tussen 2005 en 2020 en tussen 2005 en 2030 en de CO₂-uitstoot per geproduceerde MWh.

Het aandeel van koolstofvrije productie is slechts marginaal hoger dan in het referentiescenario (0,6 procentpunten in 2030) omwille van het blijvend inzetten van het relatief goedkope gas. Het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsopwekking in deze prijsvariant bedraagt 12,4 % in 2030, 0,6 procentpunten hoger dan in het referentiescenario.

In 2020 en 2030 wordt minder gas ingezet in de productie van elektriciteit, een leemte die ook in deze variant door steenkool wordt opgevuld. De inzet van steenkool ligt in 2020 ongeveer de helft hoger dan het geval is in het referentiescenario voor datzelfde jaar, in 2030 is dat verschil gereduceerd tot 7,3 %. De verschillen in fuel mix monden uit in een elektriciteitsproductie waarbij vanaf 2020 meer CO₂ uitgestoten wordt per geproduceerde MWh dan in het referentiescenario.

De noodzakelijke capaciteitsuitbreiding is verdeeld over de 2 projectiejaren: in 2020 bedraagt de meercapaciteit 1,6 % en in 2030 is ze nog 0,6 % hoger.

B. Variant rond een lagere economische groei

Naast een analyse rond alternatieve brandstofprijzen werd er ook een variant gedefinieerd die de impact wil nagaan van een economische groei die lager ligt dan aangenomen in het referentiescenario. Deze economische groei bedraagt 2,0 % jaarlijks in de periode 2000-2010 (net zoals in het referentiescenario trouwens), maar voor de periode 2010-2020 wordt uitgegaan van een groei die nog slechts 1,5 % per jaar haalt (terwijl die in het referentiescenario constant blijft op 2,0 % voor dezelfde periode). Deze lagere groei werd door HERMES gemodelleerd. Voor de periode 2020-2030 wordt een groei verondersteld van 1,2 % in het lagere-groei-scenario (terwijl die in het referentiescenario nog steeds 1,5 % bedraagt voor dezelfde periode).

Vertrekkend van de basissimulatie van HERMES werd een “lagere economische groei”-variant opgesteld voor de periode 2011-2020 (de resultaten voor de periode 2005-2010 werden niet gewijzigd). Deze variant veronderstelt een zwakkere evolutie voor de internationale omgeving dan in de basissimulatie werd aangenomen.

De voornaamste resultaten van de variant worden in onderstaande tabel weergegeven. De bbp-groei zou slechts jaarlijks gemiddeld 1,5 % bedragen voor de periode 2011-2020. Deze zwakke groei zou nog nauwelijks gepaard gaan met een toename van de werkgelegenheid.

De sectorale resultaten zouden eveneens lager uitvallen dan in de basissimulatie. De industriële groei zou gemiddeld niet boven de 1,4 % per jaar uitkomen en die van de overige marktdiensten gemiddeld niet boven de 1,6 % per jaar over de periode 2011-2020.

TABEL 13 - Voornaamste macro-economische resultaten van de "lagere groei"-variant
(gemiddelde jaarlijkse groeivoeten, tenzij anders vermeld)

	Basissimulatie 2011-2020	"Lagere groei"-variant 2011-2020
Potentiële uitvoermarkten	5,5	3,5
Bbp	2,0	1,5
- Particuliere consumptie	1,9	1,7
- Investerings	2,2	1,6
- Binnenlandse vraag	2,1	1,8
- Uitvoer	5,3	3,5
- Invoer	5,5	3,8
Werkgelegenheid (in duizendtallen)	18,2	0,6
Werkloosheidsgraad	11,0	12,8
Productiviteit per uur (marktsector)	1,6	1,6
Saldo van de lopende verrichtingen met het buitenland (% van het bbp)	2,7	1,7
Sectorale resultaten (toegevoegde waarde)		
- Industrie (totaal)	1,8	1,4
- Verwerkende nijverheid	1,8	1,4
- Bouw	2,4	1,6
- Vervoer en communicatie	2,5	1,7
- Overige marktdiensten	2,2	1,6
- Niet-verhandelbare diensten	1,5	1,5

Bron: HERMES-simulatie.

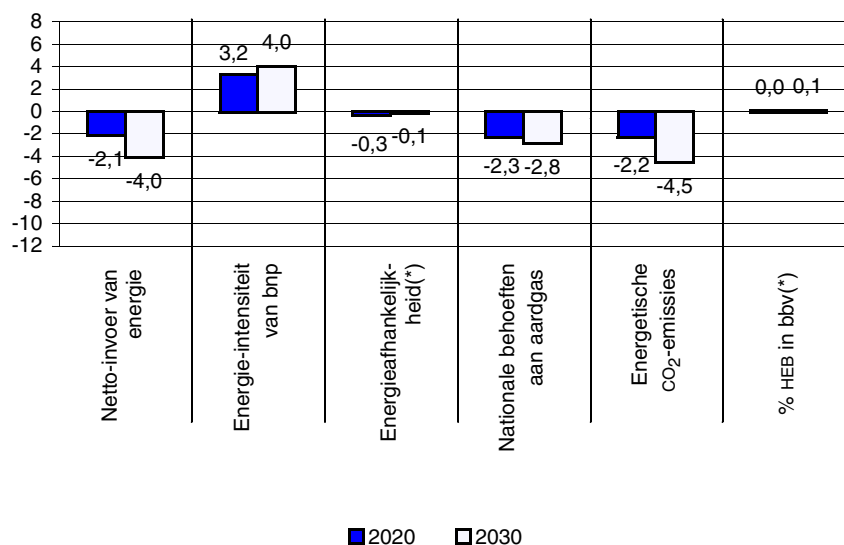
Voor de periode 2020-2030 wordt een groeivoet verondersteld die eveneens lager ligt dan in het referentiescenario (1,2 % per jaar in plaats van 1,5 % per jaar). Deze groeivoet is echter het resultaat van een hypothese en niet van een berekening op basis van het HERMES-model, gezien dit laatste enkel ingezet kan worden voor het opstellen van middellange-termijnvooruitzichten. Een dergelijke lange-termijnvooruitzicht (horizon 2030) valt dan ook buiten het kader van de HERMES-analyse.

Ook voor deze variant worden primaire energievraag, eindvraag naar energie en elektriciteitsproductie bestudeerd.

1. Primaire energievraag

Aangezien de groei ongewijzigd blijft in de periode 2000-2010¹ is het evident dat de indicatoren voor die periode een nulverschil optekenen ten opzichte van het referentiescenario. Het is slechts vanaf het 2^e projectiejaar (2020) dat een invloed merkbaar wordt. In wat volgt, spitst de analyse zich dan ook toe op de jaren 2020 en 2030, net zoals in hohg en homg.

1. En de andere hypothesen niet veranderd zijn ten opzichte van het referentiescenario.

FIGUUR 32 - Aantal primaire-energiegerelateerde indicatoren voor de “lagere groei”-variant, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)

Bron: PRIMES.

(*): uitgedrukt in procentpunten.

Een trager aantrekkende economie zal de netto-invoer van energie negatief beïnvloeden. In 2020 zal hierdoor ongeveer 2 % minder ingevoerd worden dan gesteld in het referentiescenario, in 2030 loopt dit al op tot -4,0 %. Dat is volledig op rekening te schrijven van een geringere economische activiteit die minder energie verbruikt. De primaire energievraag ligt dan ook respectievelijk -1,7 % en -3,9 % (in 2020 en 2030) onder het niveau van het referentiescenario.

Dat vertaalt zich in een verslechtering van de energie-intensiteit van het bbp ten opzichte van het referentiescenario¹, wat te wijten is aan een lager bbp, evenals aan het uitstellen van nieuwe, meer efficiënte investeringen. De afhankelijkheid van strategisch gevoelige invoer daalt, alhoewel lichtjes.

In de “lagere economische groei”-variant is er minder nood aan gas en de CO₂-emissies liggen lager dan in het referentiescenario. Dat heeft te maken met de vertraging van de activiteit (hoofdzakelijk de tertiaire² sector, het goederenvervoer en de industrie). Hun finale energievraag zal het sterkst beïnvloed worden, en aangezien de tertiäre sector en de industrie grote verbruikers van gas zijn en transport en industrie de bedenkelijke eer bezitten over erg hoge sectorale CO₂-emissies te beschikken, resulteert dit in een lagere gasvraag en een lagere CO₂-uitstoot.

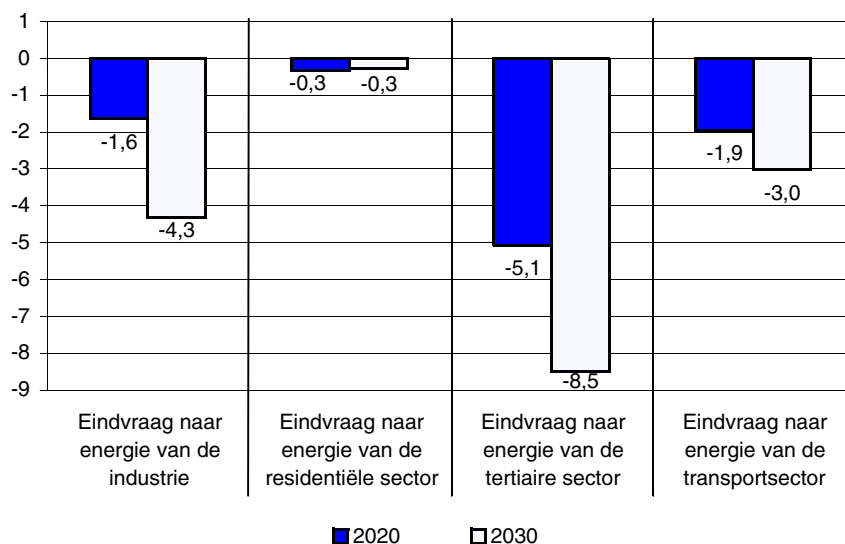
Het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen in het bruto binnenlands verbruik blijft ongeveer status quo in vergelijking met het referentiescenario.

1. De energie-intensiteit zal weliswaar dalen over de periodes 2010-2020 en 2020-2030, maar de daling gebeurt aan een trager ritme dan in het referentiescenario, te weten voor de eerste periode aan -2,0 % jaarlijks in de variant, terwijl dat in het referentiescenario gebeurt a rato van -2,3 %, voor de tweede periode zijn de cijfers respectievelijk -1,9 % voor de variant en -2,0 % voor het referentiescenario.
2. De toegevoegde waarde van bvb. de tertiaire sector groeit slechts aan aan een ritme van 1,6 % jaarlijks in de periode 2010-2020 en 1,3 % in de periode 2020-2030, terwijl dit in het referentiescenario nog aan 2,1 % en 1,6 % per jaar gebeurde.

2. Eindvraag naar energie

De lagere economische groei lijkt weinig invloed te hebben op de huishoudens (-0,3 % in 2030 vergeleken met het referentiescenario). De tertiaire sector, samen met industrie en transport lijken zwaarder getroffen: hun energieverbruik in 2030 zal dalen met maar liefst 8,5 %, 4,3 % en 3,0 % respectievelijk.

FIGUUR 33 - Indicatoren van de finale vraag naar energie voor de "lagere groei"-variant, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)

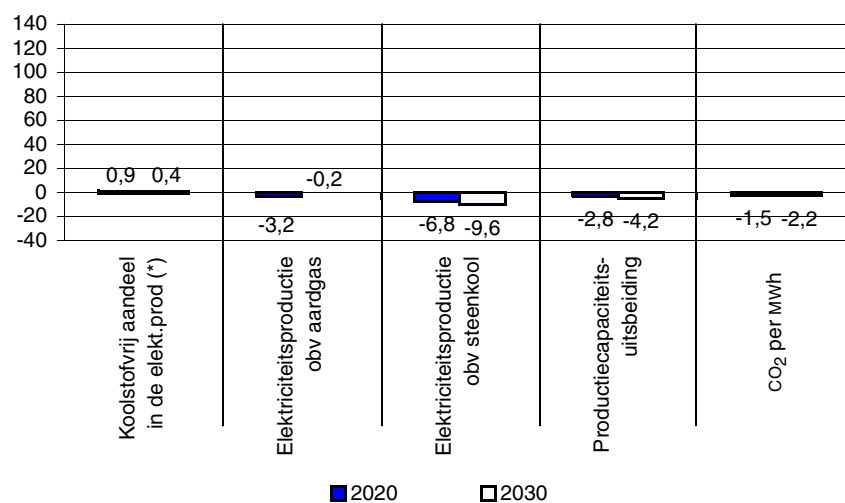


Bron: PRIMES.

3. Elektriciteitsproductie

Volgende figuur schetst de impact van een lagere economische groei op de productie van elektriciteit.

FIGUUR 34 - Aantal elektriciteitsproductiegerelateerde indicatoren voor de "lagere groei"-variant, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

(*): uitgedrukt in procentpunten.

Voor deze variant merken we dat het aandeel van koolstofvrije productie ietsje hoger is dan in het referentiescenario (ongeveer 1 procentpunt in 2020 en 0,4 procentpunten in 2030). Het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsopwekking in deze variant bedraagt 12,2 % in 2030.

In 2030 wordt er een algemene daling vastgesteld in het elektriciteitsaanbod en de vraag naar elektriciteit (daling van -4,1 % in 2030 ten opzichte van het referentiescenario). Aangezien de productie daalt, daalt ook de vraag naar brandstoffen: minder gas en (vooral) minder steenkool zijn nodig om aan de resterende elektriciteitsvraag te voldoen.

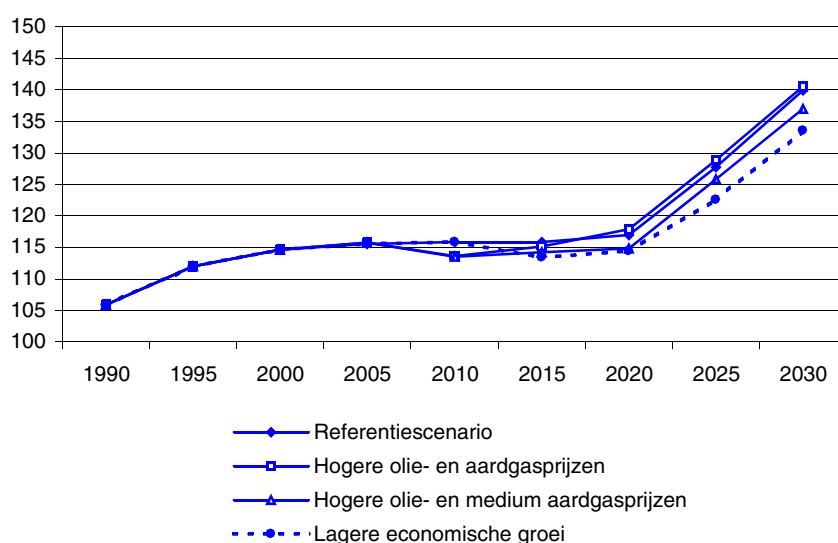
Hoewel de verandering in fuel mix niet spectaculair is, heeft dit toch repercussies op de CO₂-uitstoot: er wordt een lagere CO₂-uitstoot per geproduceerde MWh opgetekend dan in het referentiescenario.

Door de tragere economie slabakken ook de investeringen: er wordt ongeveer 3 % minder geïnvesteerd in capaciteitsuitbreiding in 2020 vergeleken met het referentiescenario, in 2030 is dat ongeveer 4 % minder.

C. Besluit

Tot slot nog een figuur die bij wijze van besluit de CO₂-emissies van energetische oorsprong afbeeldt voor het referentiescenario en de 3 varianten. Uit deze figuur blijkt dat de referentiescenario-emissies omringd worden door de vooruitzichten van de varianten. De prijsvarianten bevinden zich oorspronkelijk onder de verwachtingen van het referentiescenario, maar veranderen van richting na 2010 wanneer ook zij een klim in vervuilende emissies inzetten. De hogere-olie-hogere-gasprijsvariant tekent een sterke emissiestijging op na 2010 om in 2017 zelfs boven de emissies van het referentiescenario uit te stijgen, terwijl de hogere-olie-medium-gasprijsvariant op koers blijft en zich over heel de projectieperiode onder de emissies van het referentiescenario zal bevinden. De economische-groeivariant volgt het referentiescenario tot 2010, maar duikt dan onder deze referentie voor de volgende jaren.

FIGUUR 35 - Evolutie van de energetische CO₂-emissies: referentiescenario en varianten (in Mt)



Bron: PRIMES.

De gevoeligheidsanalyses die gevoerd werden, laten toe om over een waaier aan projecties te beschikken voor de emissies van energetische CO₂ voor de horizon 2030 in plaats van over één uniek projectiepunt, dat van het referentiescenario. Hierdoor kan een interval uitgetekend worden waarin de emissies evolueren, gegeven dat alle andere veronderstellingen gelijk blijven: [133,6;140,6] Mt CO₂. De ondergrens van het interval is het resultaat van een lagere economische groei (in vergelijking met het referentiescenario) die de energiebehoeften doet krimpen. De CO₂-emissies situeren zich dan nog 26,2 % boven het niveau van 1990. De bovengrens van het interval komt overeen met een situatie waarin zowel olie-als gasprijzen hoger zijn waardoor een druk ontstaat op de vraag naar energie, maar die terzelfdertijd het gebruik van steenkool bevordert. Gezien steenkool van alle energievormen de grootste koolstofinhoud bezit, worden de CO₂-emissies kunstmatig de hoogte ingeduwd. In dit geval bevinden de CO₂-emissies zich 32,8 % boven het niveau van 1990. De evolutie van de CO₂-emissies van energetische aard in het referentiescenario voltrekt zich binnen dit vork: 139,9 Mt in 2030 of +32,2 % vergeleken met 1990.



Scenario's voor CO₂- en broeikasgasemissiereductie

In het referentiescenario en de gevoeligheidsanalyses nemen de energetische CO₂-emissies sterk toe over de periode 1990-2030. In de huidige context van bestrijding van de klimaatverandering is het de bedoeling dat dergelijke trend wordt omgebogen. De voornoemde studies (FPB, 2006a en FPB, 2006b) geven een aanzet hiertoe en rekenen een aantal scenario's door waarin de impact op het nationaal energetisch systeem wordt nagegaan van een beperking van de emissies. Enkele van deze scenario's worden uitgelicht in hetgeen volgt¹, naast de voorstelling van een "nieuw" scenario rond energie-efficiëntie. Bij de bespreking van deze alternatieve scenario's zal de klemtoon gelegd worden op de horizon 2030² en zullen de resultaten voorgesteld worden ten opzichte van het referentiescenario (als verschil ten opzichte van het referentiescenario in het jaar 2030). Belangrijk om daarbij in het achterhoofd te houden, is dat in de alternatieve scenario's dezelfde macro-economische en demografische hypothesen gelden als besproken in het referentiescenario (cfr. deel II.A). Wat wijzigt, zijn dus niet de onderliggende basisveronderstellingen zoals de economische groei of het verwachte bevolkingsaantal, maar wel het gevoerde energie- en klimaatbeleid.

A. Context en analysekader

Onder de talrijke beproevingen waarmee België de volgende decennia zal geconfronteerd worden, is de klimaatuitdaging niet de minste. De strijd tegen de klimaatverandering en de energieproblematiek zijn nauw met elkaar verbonden: beslissingen over de ene hebben een invloed op de andere en omgekeerd.

Om doeltreffend te zijn, vergt de strijd tegen de klimaatverandering acties op wereldschaal. Een eerste fase in dat proces is het Kyoto-protocol dat, in het kader van de uitvoering van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering³, voor de periode 2008-2012 bindende doelstellingen ter vermindering van de broeikasgasemissies in de industrielanden heeft vastgelegd. De Europese Raad van 8 en 9 maart 2007 stemde in met het objectief om na 2012 de BKG-emissies in de EU met ten minste 20 % in 2020 te doen dalen ten opzichte van 1990.

-
1. Voor het volledige assortiment van onderzochte scenario's wordt de geïnteresseerde lezer doorverwezen naar de originele FPB-studies.
 2. In het rapport "Het klimaatbeleid na 2012: Analyse van scenario's voor emissiereductie tegen 2020 en 2050" (FPB, juli 2006) wordt immers voor het deel dat met PRIMES wordt geanalyseerd, gewerkt met de horizon 2020.
 3. De uiteindelijke doelstelling van dat raamverdrag is 'de concentraties aan broeikasgassen in de atmosfeer tot een niveau te stabiliseren (...) zodat elke gevaarlijke verstoring van het klimaatsysteem door de mens wordt tegengegaan'.

Bovendien heeft de Raad gepreciseerd dat de reductiedoelstelling tot 30 % zou kunnen worden opgevoerd indien de overige industrielanden zich tot vergelijkbare doelstellingen verbinden.

Met de ratificering van het Kyoto-protocol heeft de Europese Unie zich ertoe verbonden haar broeikasgasemissies tijdens de periode 2008-2012 met 8 % te verminderen ten opzichte van 1990. Als gevolg van de Europese lastenverdelingsovereenkomst (*burden sharing*) werden die reductie-inspanningen vervolgens verdeeld over de lidstaten. Voor België bedraagt de reductiedoelstelling 7,5 %.

De onderhandelingen over de verdeling van de verbintenissen voor het post-2012-tijdperk tussen de landen van de Europese Unie zijn gestart en België dient zich hierop voor te bereiden in het kader van het Europese klimaatbeleid.

De scenario's voor de emissiereductie van BKG en energetische CO₂ die in dit hoofdstuk worden voorgesteld, hebben tot doel essentiële informatie voor het Belgische klimaat- en energiebeleid te belichten en de voornaamste lessen die uit de eerder genoemde studies van het FPB kunnen worden getrokken, samen te vatten, waarbij het kader en de beperkingen van de studies duidelijk worden aangestipt.

Wat dat laatste punt betreft, is het nuttig aan te geven dat inzake klimaat de analyse van de scenario's niet alle elementen omvat waarover de beleidsmakers zouden moeten kunnen beschikken om het Belgisch beleid voor de periode na 2012 uit te tekenen. Zo ontbreken bijvoorbeeld een analyse van de reductiemogelijkheden van broeikasgasemissies buiten Europa met behulp van de flexibiliteitsmechanismen zoals bepaald in het Kyoto-protocol, de impact op de uitstoot en de sociale en economische gevolgen van een groter beroep op elektriciteitsinvoer en biobrandstoffen om de reductiedoelstellingen te halen¹, sociale en economische gevolgen van wijzigingen op het niveau van de verschillende industrietakken (herstructurering, delokalisatie, ...) en van de verschillende categorieën van eindgebruikers (koopkracht, ...) als gevolg van de bestudeerde reducties of de milieukosten die ontstaan door helemaal geen actie te ondernemen.

Op het vlak van energie zouden bepaalde gevolgen van de opties voorgesteld in de scenario's verder moeten worden uitgediept. Het betreft meer bepaald de veiligheid, de risico's en de financiering van de risico's die samengaan met nucleaire energie, de aanpassing van de elektriciteitsnetten aan de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen, de uitwerking van een aangepast beleids- en institutioneel kader om energiebesparingen te promoten en de nood aan technologisch onderzoek en ontwikkeling. Sommige van die punten worden in het recente rapport van de Commissie Energie 2030 (CE2030, 2007) verder uitgeklaard.

Dit hoofdstuk verkent eerst en vooral twee verschillende benaderingen om de impact te bestuderen van het klimaatbeleid op het Belgisch energiesysteem. In de eerste benadering (deel IV.B) wordt een reductiedoelstelling op Europees niveau bepaald, wordt de overeenkomstige marginale reductiekost berekend (dezelfde in elke lidstaat en in elke sector) en wordt vervolgens bestudeerd hoe de emissie-

1. Met andere woorden, de netto-invoer van elektriciteit en het aandeel van de biobrandstoffen voor transport zijn dezelfde in het referentiescenario en de alternatieve scenario's.

reducties in België schommelen naargelang het gekozen energiebeleid. In de tweede benadering (deel IV.C) wordt de reductiedoelstelling vastgelegd op Belgisch niveau en daarmee de Belgische bijdrage tot de verwezenlijking van de Europese reductiedoelstelling. Aansluitend wordt bestudeerd hoe de marginale reductiekost varieert in functie van het gekozen energiebeleid.

Vervolgens wordt de studie van de reductiescenario's aangevuld met de analyse van de impact van gedragswijzigingen en maatregelen inzake energie-efficiëntie op het Belgisch energiesysteem en haar CO₂-emissies (deel IV.D). Deze laatste analyse doet een beroep op de evaluatie van een alternatief scenario dat door NTUA voor DG TREN (EC, 2006b) werd ontwikkeld, maar waarvan de resultaten enkel werden gepubliceerd op het niveau van de Europese Unie. De troef van dat scenario is dat reductiemogelijkheden via energiebesparingen kunnen worden becijferd in het geval er geen barrières meer zijn die gedragswijzigingen in de weg staan (dankzij geschikte beleidsmaatregelen). Die barrières zijn wel degelijk aanwezig in de vorige reductiescenario's.

B. Een Europese reductiedoelstelling in twee scenario's van Belgisch energiebeleid

De doelstelling die gekozen werd, is een *vermindering van de uitstoot van broeikasgassen in Europa met 30 % in 2030 ten opzichte van 1990*. Een dergelijke doelstelling is verenigbaar met de reductiepijpestes voor de periode na 2012 die door de Europese Unie in maart 2007 werden voorgesteld (EC, 2007). In de analyse die volgt, wordt verondersteld dat de doelstelling enkel betrekking heeft op de emissieverminderingen op het grondgebied van de Europese Unie en wordt er dus geen rekening gehouden met reducties die buiten Europa zouden kunnen worden gerealiseerd en ambitieuzere doelstellingen dan de gekozen -30 % mogelijk maken of de -30 % doelstelling realiseren tegen lagere kosten.

In een tweede fase wordt bepaald hoe de reductie-inspanning moet worden verdeeld tussen de verschillende lidstaten. Volgens de economische theorie wordt het optimum van economische efficiëntie bereikt wanneer de marginale reductiekosten in elk land en in elke sector dezelfde zijn, aangezien de emissiereducties dan daar gerealiseerd worden waar ze het goedkoopst zijn. Een markt voor verhandelbare emissierechten die alle landen en alle activiteiten omvat, benadert het dichtst dit criterium van de economische efficiëntie.

Uiteraard hangt de verdeling van de inspanning (resultierend uit het criterium van de economische efficiëntie) af van het aantal sectoren en actoren en van het vermogen van de nationale economieën om hun uitstoot te beperken en van de daaraan verbonden kosten, wat onderling niet onafhankelijk is. De Europese landen hebben immers niet allemaal dezelfde manoeuvreerruimte (of vrijheidsgraden) op het vlak van de energiemix en het potentieel aan energiebesparingen. De ruimte om te manoeuvreren hangt immers af van de energietoestand van het land in het basisjaar (1990/1995), het potentieel aan energiebesparingen en hernieuwbare energiebronnen en de beleidskeuzen om bepaalde energietechnologieën verder te ontwikkelen en te ondersteunen.

De keuze voor de hypothese om het criterium van de economische efficiëntie te gebruiken voor de toewijzing van de reducties over de Europese landen in deze Planning Paper wil in geen geval anticiperen op de manier waarop de onderhan-

delingen ter zake zullen verlopen. Dat criterium is een mogelijk criterium naast vele andere die eveneens in aanmerking kunnen worden genomen bij de komende onderhandelingen over de verdeling van de inspanningen tussen de lidstaten voor de periode na 2012.

In een laatste fase worden de gevolgen van de Europese reductiedoelstelling voor de evolutie van het Belgisch energiesysteem geëvalueerd voor twee scenario's inzake energiebeleid: enerzijds de toepassing van de wet op de uitstap uit kernenergie, anderzijds de voortzetting van de elektriciteitsproductie uit kernenergie. In het tweede scenario wordt verondersteld dat alle huidige kerncentrales nog in werking zijn in 2030 (hun levensduur wordt op 60 jaar gebracht) en dat het mogelijk is een nieuwe eenheid van 1 700 MW te bouwen¹. Opvang en opslag van CO₂ (ccs) in Europa en in België worden echter niet als realistische reductieopties beschouwd tegen de horizon 2030. In wat volgt, wordt het eerste scenario aangeduid als *BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS*, het tweede als *BKG EU -30% met nucleair zonder CCS*.

1. Marginale reductiekost of koolstofwaarde

Als er wordt vertrokken van de Europese doelstelling om de broeikasgasemissies met 30 % te verminderen in 2030 ten opzichte van 1990, dan leidt de ex ante toepassing van het criterium van economische efficiëntie op Europees niveau tot het bepalen van een marginale kost voor de reductie van de BKG-emissies: *de koolstofwaarde (carbon value of CV)*, m.a.w. de kost om de laatste ton CO₂ (equivalent) te reduceren zodanig dat de reductiedoelstelling gehaald wordt. Bij hypothese is die waarde gelijk voor alle sectoren en landen.

De koolstofwaarde die overeenstemt met een vermindering van de broeikasgasemissies met 30 % op het niveau van de EU in 2030 wordt geraamd op ongeveer 200 euro per ton CO₂². Die waarde ondervindt weinig invloed van het Belgische beleidskader inzake kernenergie omdat de broeikasgasuitstoot in België minder dan 4 % van de Europese uitstoot vertegenwoordigt: indien België terugkomt op zijn beslissing om de kerncentrales te sluiten na een operationele levensduur van 40 jaar en in een geliberaliseerde markt de weg vrijmaakt voor de bouw van een nieuwe centrale van 1 700 MW, dan bedraagt de marginale reductiekost op Europees niveau 190 €/t CO₂ voor dezelfde doelstelling op Europees niveau, wat een daling is met 5 %.

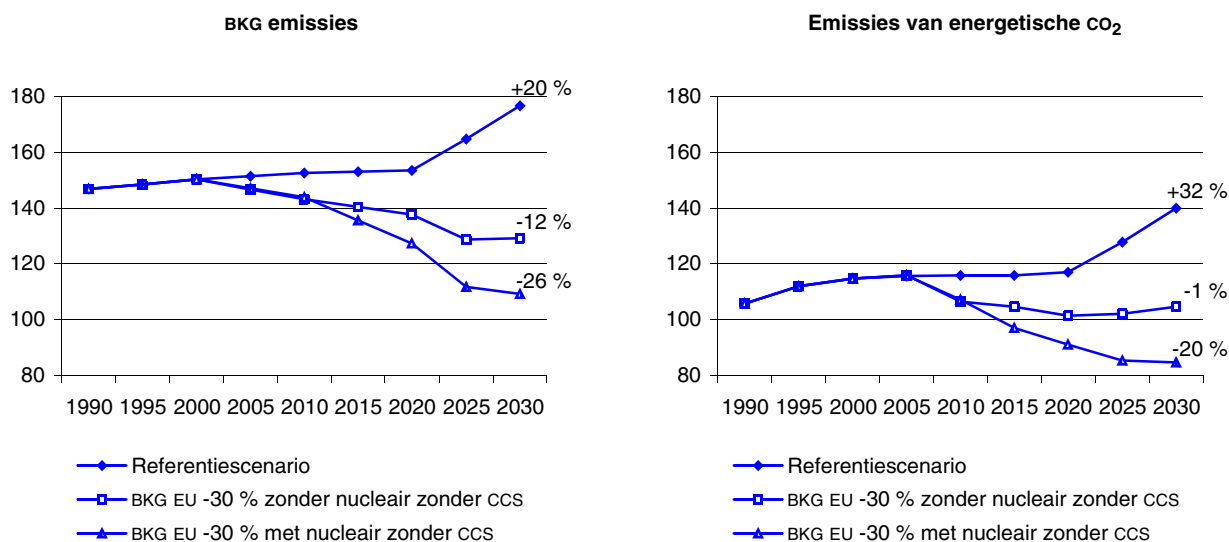
De koolstofwaarde wijzigt de rangschikking van de verschillende energievormen in functie van hun koolstofinhoud. Die wijziging kan er komen via fiscale of reglementaire beleidsmaatregelen of de bepaling van emissiequota en heeft als gevolg dat het productie- en consumptiegedrag van de verschillende economische actoren aangepast zal worden, wat op haar beurt leidt tot een reductie van broeikasgassen die per land en per sector kan verschillen in functie van de impact van de integratie van de koolstofwaarde³.

1. Voor meer informatie wordt doorverwezen naar bijlage E.
2. De raming van de CV hangt immers af van de gehanteerde hypothesen voor de internationale brandstofprijzen. Een CV van 200 €/t CO₂ stemt overeen met een toename van de prijs van een vat olie met \$ 76. De impact van een dergelijke stijging is echter niet dezelfde vanuit economisch oogpunt als degene die een gevolg is van een stijging van de internationale prijzen.
3. De omzetting van de reductiedoelstelling naar concrete acties hangt af van instrumenten die op Europees niveau geïnstalleerd zijn zoals de markt van verhandelbare emissierechten, maar ook van complementaire instrumenten die België kan uitwerken, meer bepaald voor de domeinen die niet opgenomen zijn in de markt voor emissierechten zoals de transportsector, de gezinnen en de tertiaire sector.

2. Totale en sectorale emissies

Figuur 36 weerspiegelt de gevolgen op de BKG-emissies en op de emissies van energetische CO₂ in België.

FIGUUR 36 - Evolutie van emissies van BKG en energetische CO₂ in België, naargelang het scenario (in Mt CO₂ eq)



Bron: PRIMES, NTUA.

BKG = broeikasgassen.

Hieruit blijkt dat, wanneer men zich inschrijft in het kader van de wet op de uitstap uit kernenergie, de op Europees niveau bepaalde kost van een ton CO₂ en in het bijzonder toegepast op de productie en het verbruik van energie in België leidt tot een vermindering van de broeikasgasuitstoot met 12 % tussen 1990 en 2030 en met 1 % voor de energetische CO₂-uitstoot over dezelfde periode. Ten opzichte van de cijfers voor 2030 uit het referentiescenario gaat het om een daling van 27 % voor de broeikasgasemissies en van 25 % voor de energetische CO₂-uitstoot.

Indien het Belgisch Parlement daarentegen terugkomt op de beslissing om de kerncentrales te sluiten na een operationele levensduur van 40 jaar en de mogelijkheid laat voor de bouw van een bijkomende centrale van 1 700 MW, leidt de kost van een ton CO₂ bepaald op Europees niveau tot een vermindering van de Belgische broeikasgasuitstoot met 26 % tussen 1990 en 2030 en met 20 % voor de energetische CO₂-emissies gedurende dezelfde periode. Ten opzichte van de cijfers voor 2030 uit het referentiescenario gaat het om een daling van 38 % voor de broeikasgasemissies en van 40 % voor de energetische CO₂-emissies.

Naar analogie van de analyse in het hoofdstuk over het referentiescenario wordt de evolutie van de totale energetische CO₂-uitstoot in de reductiescenario's opgesplitst in drie factoren volgens de volgende vergelijking:

$$d\ln(\text{CO}_2) = d\ln(\text{CO}_2/\text{bbv}) + d\ln(\text{bbv}/\text{bbp}) + d\ln(\text{bbp})$$

Het eerste lid van het rechterdeel van de vergelijking geeft de evolutie van de koolstofintensiteit van de energiebehoeften van het land (CO_2/bbv^1), het tweede toont de evolutie van de energie-intensiteit van het bbp (bbv/bbp) en het derde geeft de evolutie van het bbp.

TABEL 14 - Verklarende factoren voor de evolutie van de energetische CO_2 -emissies, Europese BKG-reductie-doelstelling (gemiddelde jaarlijkse groeivoet 2000-2030, %)

	Referentiescenario	BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS	BKG EU -30 % met nucleair zonder CCS
CO_2	0,7	-0,3	-1,0
CO_2/bbv	0,7	0,2	-1,0
bbv/bbp	-1,9	-2,4	-1,9
bbp	1,9	1,9	1,9

Bron: PRIMES.

bbv = bruto binnenlands verbruik (van energie).

In het scenario *BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS* is de daling van de CO_2 -uitstoot voor de helft afkomstig van een daling van de koolstofintensiteit en voor de andere helft van een daling van de energie-intensiteit van het bbp (-0,5 procentpunten elk). Bij hypothese, afkomstig van de methodologie om de energievooruitzichten te berekenen², is de evolutie van het bbp dezelfde in alle scenario's.

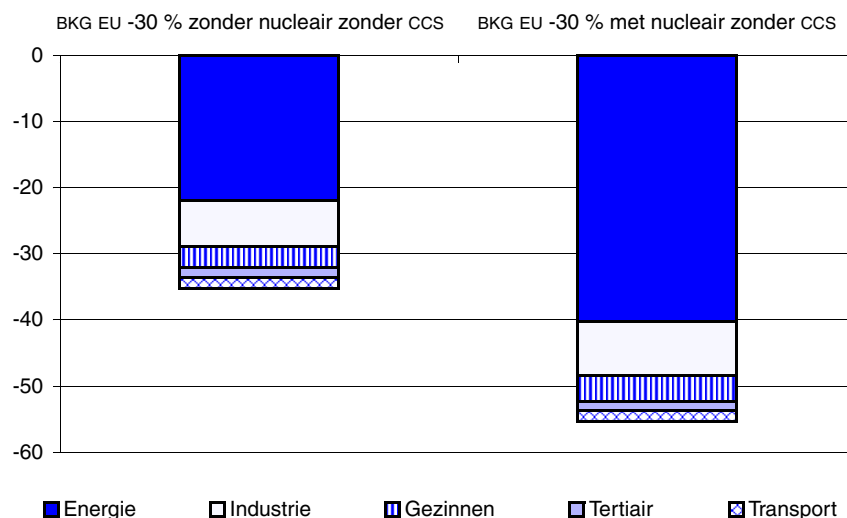
In het scenario *BKG EU -30 % met nucleair zonder CCS* is de vermindering van de CO_2 -uitstoot uitsluitend het gevolg van de gevoelige daling van de koolstofintensiteit van het energieverbruik. Deze daling wordt ondermeer in de hand gewerkt door het inzetten van kernenergie. De evolutie van de energie-intensiteit van het bbp daarentegen is dezelfde als in het referentiescenario en compenseert exact het effect van de economische groei. Dat resultaat betekent evenwel niet dat de verbetering van de energie-efficiëntie dezelfde is in beide scenario's, wel integendeel. De energie-efficiëntie in de sectoren van de eindvraag is immers sterker verbeterd in het reductiescenario (in vergelijking met het referentiescenario) zoals blijkt uit de sectorale analyses en de analyses van de eindvraag naar energie, maar die extra verbetering verwatert door de statistische afspraak inzake kernenergie (zie deel II.C).

Alle economische energieproducerende of -verbruikende sectoren dragen bij tot de emissiereducties in elk van de twee alternatieve scenario's. De relatieve bijdrage van de verschillende sectoren wordt voorgesteld in Figuur 37. In relatieve termen dragen de sectoren van de eindvraag meer bij tot de reductie-inspanning wanneer kernenergie niet beschikbaar is. In absolute termen daarentegen is hun bijdrage vergelijkbaar in de twee scenario's. De bijkomende reducties in het scenario met kernenergie gebeuren hoofdzakelijk in de elektriciteitssector.

In het scenario zonder kernenergie bedraagt de totale reductie 35,2 Mt in 2030, in het scenario met kernenergie 55,4 Mt.

1. bbv = bruto binnenlands verbruik (van energie).
2. Het PRIMES-model is een partieel-evenwichtsmodel.

FIGUUR 37 - Bijdrage van de verschillende sectoren aan de CO₂-emissiereductie in 2030, Europese BKG-reductiedoelstelling, verschil t.o.v. het referentiescenario (in Mt)



Bron: PRIMES.

Energie = elektriciteits- en stoomproductie en andere sectoren van transformatie van energie (raffinerijen, etc.).

Om de analyse van de impact van de Europese reductiedoelstelling op de Belgische sectorale CO₂-uitstoot te vervolledigen, werden de emissies van de vier sectoren van de eindvraag opgesplitst in drie componenten: een component 'koolstofintensiteit', een component 'energie-intensiteit' en een component 'activiteit'. De koolstofintensiteit verhoudt zich tot de eindvraag naar energie in elk van de sectoren. De energie-intensiteit wordt berekend als de verhouding tussen het finaal energieverbruik en een activiteitsvariabele. Die variabele is de toegevoegde waarde voor de industrie en de tertiaire sector, het beschikbaar gezinsinkomen voor de gezinnen en het bbp voor het transport.

TABEL 15 - Verklarende factoren voor de evolutie van de energetische CO₂-emissies in de sectoren van de eindvraag, Europese BKG-reductiedoelstelling (gemiddelde jaarlijkse groeivoet 2000-2030, %)

	Referentiescenario	BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS	BKG EU -30 % met nucleair zonder CCS
Industrie			
CO ₂	-0,7	-1,9	-2,1
CO ₂ /E	-0,7	-1,4	-1,8
E/TW	-1,4	-1,9	-1,9
TW	1,4	1,4	1,4
Tertiair			
CO ₂	0,8	0,3	0,2
CO ₂ /E	-0,3	-0,4	-0,6
E/TW	-0,9	-1,3	-1,2
TW	2,0	2,0	2,0
Gezinnen			
CO ₂	-0,3	-0,9	-1,1
CO ₂ /E	-0,5	-0,7	-0,9
E/Beschikbaar inkomen	-1,4	-1,8	-1,8
Beschikbaar inkomen	1,6	1,6	1,6
Transport			
CO ₂	0,3	0,1	0,1
CO ₂ /E	-0,2	-0,2	-0,2
E/bbp	-1,4	-1,6	-1,6
bbp	1,9	1,9	1,9

Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

E = eindvraag naar energie.

TW = toegevoegde waarde.

Per hypothese zijn de evoluties van de toegevoegde waarde, het beschikbaar inkomen en het bbp identiek in alle scenario's. De enige wijzigingen die zich kunnen voordoen, bevinden zich in de koolstofintensiteit van het energieverbruik en in de indicatoren voor de energie-intensiteit. Algemeen dragen beide componenten bij tot een verminderde uitstoot ten opzichte van het referentiescenario. De component 'koolstofintensiteit' draagt echter meer bij tot de reductie-inspanning in het scenario met kernenergie, terwijl de component 'energie-intensiteit' iets meer uitgesproken is in het scenario zonder kernenergie.

Er zijn echter twee bijzondere gevallen: (1) in de transportsector is de evolutie van de koolstofintensiteit dezelfde ongeacht het scenario; enkel de evolutie van de energie-intensiteit is verschillend; (2) in de industrie draagt de component 'koolstofintensiteit' veel meer bij dan de component 'energie-intensiteit' (verschil in procentpunten), wat vooral toe te schrijven is aan de ijzer- en staalnijverheid waar het geïntegreerde procédé (dat steenkool verbruikt) in grote mate wordt vervangen door het elektrostaalprocédé om te beantwoorden aan de emissiebeperkingen.

Het volgende deel verduidelijkt de rol van de substituties tussen energievormen en van energiebesparingen in de twee reductiescenario's.

3. Eindvraag naar energie

a. Impact op het energieverbruik

De reductie van broeikasgasemissies in de sectoren van de eindvraag is het gevolg van wijzigingen in de energiemix enerzijds en van de implementatie van energiebesparingen anderzijds. De energiebesparingen zijn zelf een combinatie van een verbetering in energie-efficiëntie van de energieverbruikende toestellen en van een dalende vraag naar energiediensten.

Op het niveau van de totale eindvraag naar energie vertegenwoordigen de energiebesparingen 11 % en 9 % van het energie-eindverbruik van het referentiescenario in 2030, naargelang kernenergie al dan niet uitgedoofd is. Ten opzichte van het energieverbruik van 1990 bedragen de percentages respectievelijk 14 en 12 %. De energiebesparingen zijn iets kleiner in het scenario met kernenergie: de implementatie van een koolstofwaarde straft elektriciteit immers minder af en bovendien vormt elektriciteit voor een aantal energietoepassingen een substituuut voor fossiele brandstoffen.

In 2030 situeert de eindvraag naar energie zich in de twee reductiescenario's op hetzelfde niveau als in 2000 (gemiddelde jaarlijkse groei gelijk aan nul).

TABEL 16 - Evolutie en structuur van de eindvraag naar energie, Europese BKG-reductiedoelstelling (%)

	Referentiescenario	BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS	BKG EU -30 % met nucleair zonder CCS
Gemiddelde jaarlijkse groeivoet 2000-2030	0,3	0,0	0,0
Structuur in 2030			
Vaste brandstoffen	5,0	2,0	2,0
Olieproducten	39,0	38,0	39,0
Gas	28,0	28,0	23,0
Elektriciteit	22,0	25,0	29,0
Andere (*)	6,0	7,0	7,0

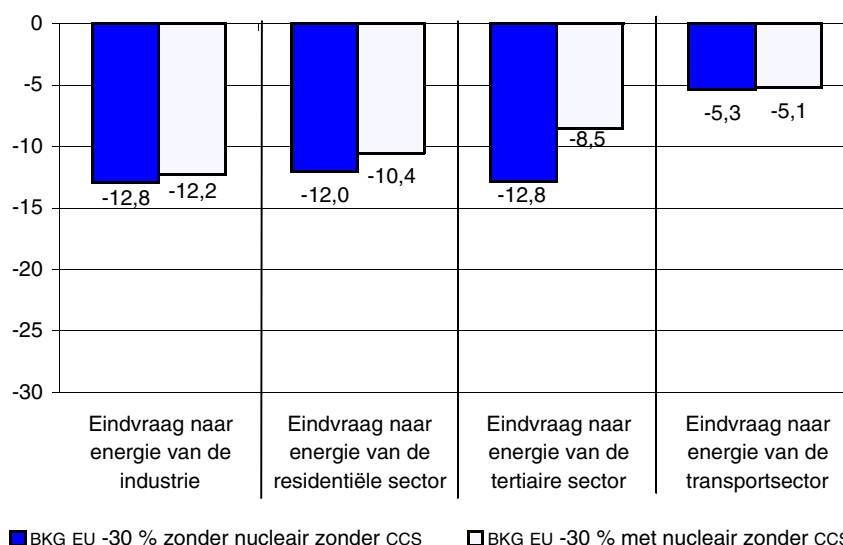
Bron: PRIMES.

(*): Stoom, warmte, hernieuwbare energiebronnen.

Naast energiebesparingen vinden er eveneens substituties tussen energievormen plaats, vooral ten gunste van elektriciteit en hernieuwbare energiebronnen en ten nadele van steenkool, maar ook van aardgas in het scenario met nucleair.

Op het niveau van de sectoren bekeken, zijn de energiebesparingen ten opzichte van het energieverbruik in het referentiescenario vergelijkbaar voor de industrie en de residentiële en tertiaire sector: 12 % in het scenario zonder kernenergie en 8 tot 12 % in het scenario met kernenergie. De energiebesparingen als gevolg van de implementatie van een koolstofwaarde zijn daarentegen minder groot in de transportsector (5 % in beide scenario's). Twee factoren kunnen met de vinger gewezen worden: de reeds bestaande hoge heffingen in die sector waardoor de impact van een stijging van de brandstofprijzen wordt afgezwakt en de relatief lage prijselasticiteiten.

FIGUUR 38 - Eindvraag naar energie, Europese BKG-reductiedoelstelling, jaar 2030, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



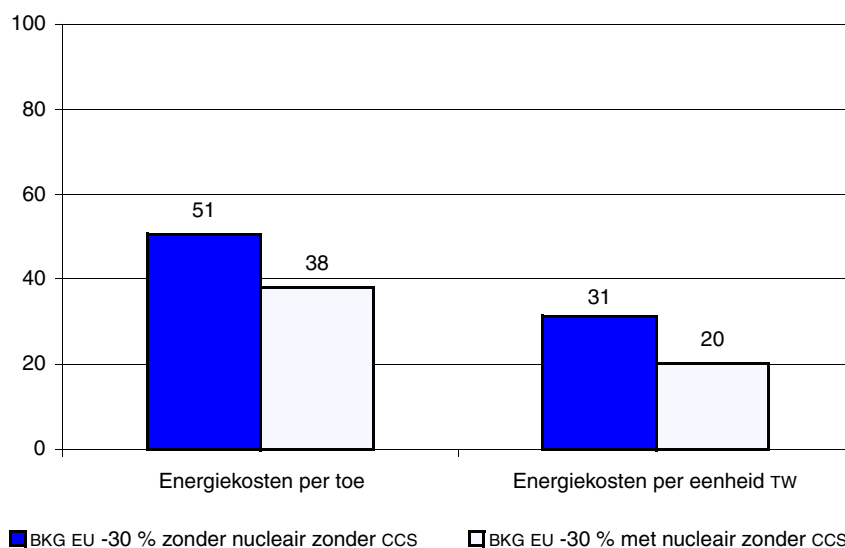
Bron: PRIMES.

b. Impact op de energiekosten

Wanneer een beperking op de broeikasgasuitstoot wordt opgelegd, stijgen de energiekosten van de verschillende sectoren ten opzichte van het referentiescenario. Die stijgingen weerspiegelen onder meer de impact van de koolstofwaarde; ze verschillen naargelang van de sector en het reductiescenario. De energiekosten dekken niet enkel de aankoop van brandstof en elektriciteit, maar ook de vaste en variabele kosten van de energie-uitrustingen.

Voor de industrie en de tertiaire sector worden twee kostenindicatoren geëvalueerd en vergeleken met hun waarden in het referentiescenario (cfr. respectievelijk Figuur 39 en Figuur 40): de energiekosten per verbruikte toe (in EUR(2000)/toe) en de energiekosten per eenheid toegevoegde waarde (in EUR(2000) per duizend EUR(2000) TW). Voor de gezinnen zijn de twee onderzochte indicatoren de energiekosten per verbruikte toe (in EUR(2000)/toe) en de energie-uitgaven per gezin (in EUR(2000)); de wijzigingen van die indicatoren zijn beschreven in Figuur 41. Voor transport worden de kostenindicatoren gedefinieerd als de totale kosten voor personenvervoer in verhouding tot het aantal passagierkilometer (in EUR(2000)/pkm) en de totale kosten van het goederentransport in verhouding tot het aantal tonkilometer (in EUR(2000)/tkm). Beide indicatoren kunnen teruggevonden worden in Figuur 42.

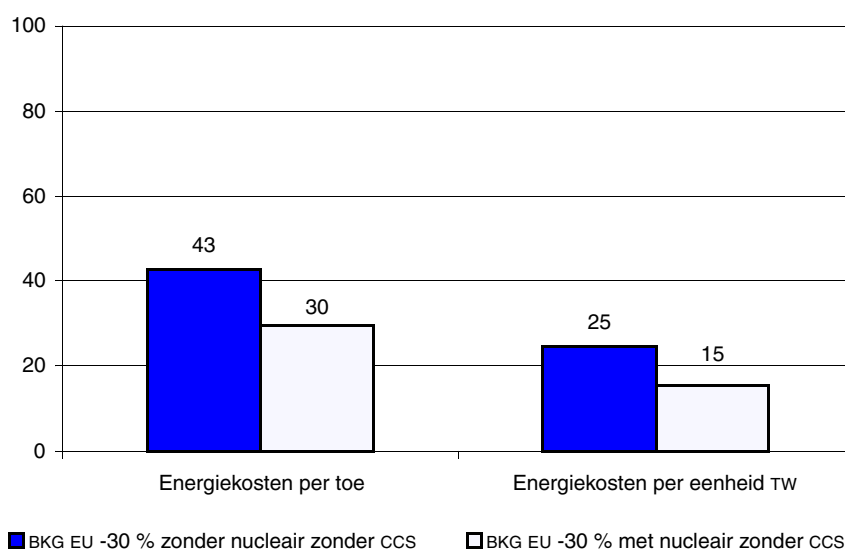
FIGUUR 39 - Energiekosten van de industrie, Europese BKG-reductiedoelstelling, jaar 2030, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

De laagste kostenstijgingen ten opzichte van de waarden in het referentiescenario in 2030 worden systematisch opgetekend in het reductiescenario met kernenergie, ongeacht de sector van de eindvraag. In beide reductiescenario's zijn de emissieverlagingen die door de sectoren van de eindvraag verwezenlijkt worden echter vergelijkbaar. De verklaring is te zoeken in de elektriciteitsprijs. In het reductiescenario met kernenergie is de elektriciteitsprijs, die een onderdeel vormt van de energiekosten en die in het model gekoppeld is aan de gemiddelde productiekostprijs van elektriciteit, immers lager dan in het andere reductiescenario (cfr. IV.B.4).

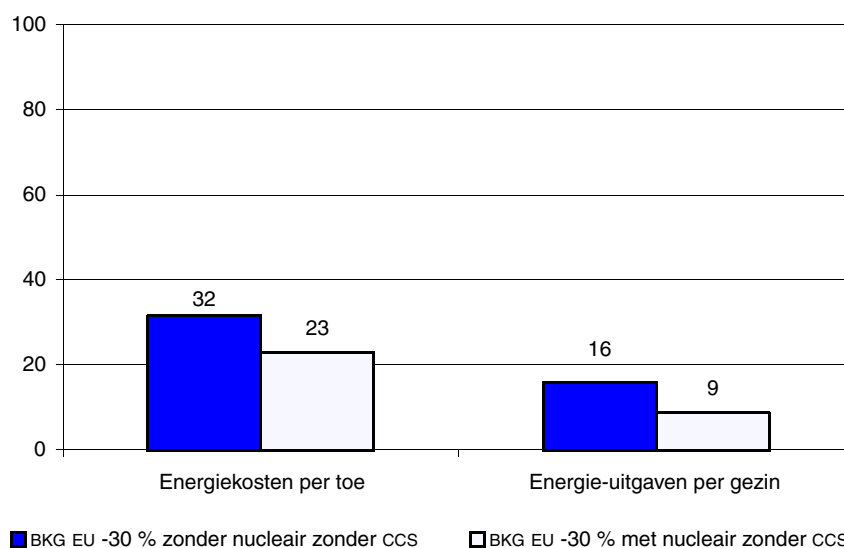
FIGUUR 40 - Energiekosten van de tertiaire sector, Europese BKG-reductiedoelstelling, jaar 2030, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

De stijgingen van de energiekosten per eenheid toegevoegde waarde of per gezin (ten opzichte van het referentiescenario) zijn systematisch kleiner dan de stijgingen van de energiekosten per verbruikte toe. De eerste stijgingen weerspiegelen in feite de verschillen in energiekosten aangezien de toegevoegde waarden en het aantal gezinnen in alle scenario's identiek zijn. Aangezien nu de energiekosten gelijk zijn aan het product van de energiekosten per toe en de verbruikte hoeveelheden (in toe), compenseert een daling van het tweede lid (in de hand gewerkt door de hogere energiekosten) gedeeltelijk de stijging van het eerste lid.

FIGUUR 41 - Energiekosten van de gezinnen, Europese BKG-reductiedoelstelling, jaar 2030, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)

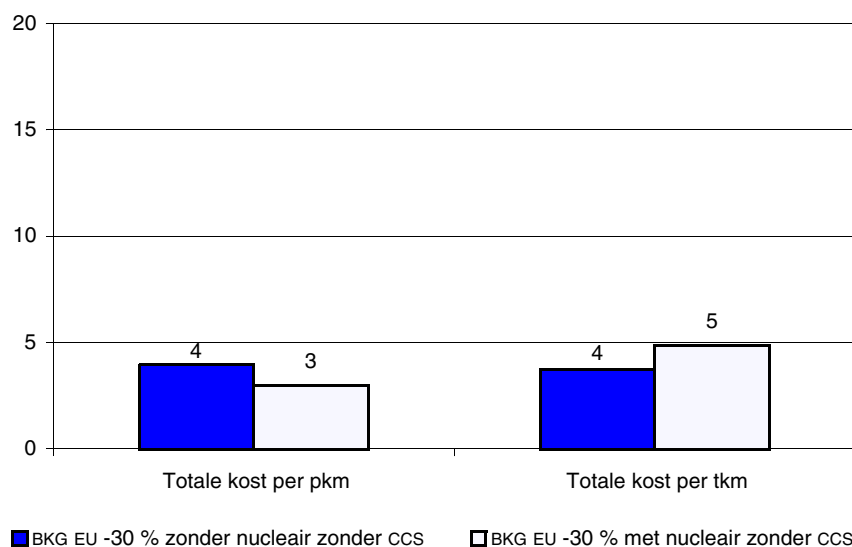


Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

Wanneer in de Europese Unie een beperking op de uitstoot van broeikasgassen wordt opgelegd, zijn de percentages die de wijziging in de energiekostenindicatoren aangeven, vergelijkbaar in de industrie en de tertiaire sector, maar gematigder voor de gezinnen.

De impact van een Europese reductiedoelstelling van 30 % op de kostenindicatoren voor transport daarentegen is niet groter dan 4-5 % in 2030. Dat is het gevolg van het geringe reactievermogen van de sector¹ op de stijgingen in de brandstofprijzen en het geringe aandeel van de brandstofkosten in de totale transportkosten.

1. Met uitzondering van de luchtvaart.

FIGUUR 42 - Totale transportkost, Europese BKG-reductiedoelstelling, jaar 2030, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)

Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

4. Elektriciteitsproductie

In beide reductiescenario's, *BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS* en *BKG EU -30 % met nucleair zonder CCS*, ondergaat de elektriciteitsproductie belangrijke wijzigingen ten opzichte van het referentiescenario, zoals kan gezien worden in Tabel 17 en Figuur 43. In beide alternatieve scenario's verdwijnt steenkool (ter herinnering: op de technologie voor opvang en opslag van CO₂ kan geen beroep gedaan worden in de reductiescenario's).

TABEL 17 - Evolutie en structuur van de elektriciteitsproductie, Europese BKG-reductiedoelstelling (%)

	Referentiescenario	BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS	BKG EU -30 % met nucleair zonder CCS
Gemiddelde jaarlijkse groeivoet 2000-2030	1,0	0,9	1,4
Structuur in 2030			
Nucleair	0,0	0,0	51,0
HEB	12,0	25,0	21,0
Steenkool	42,0	0,0	0,0
Aardgas	44,0	72,0	27,0

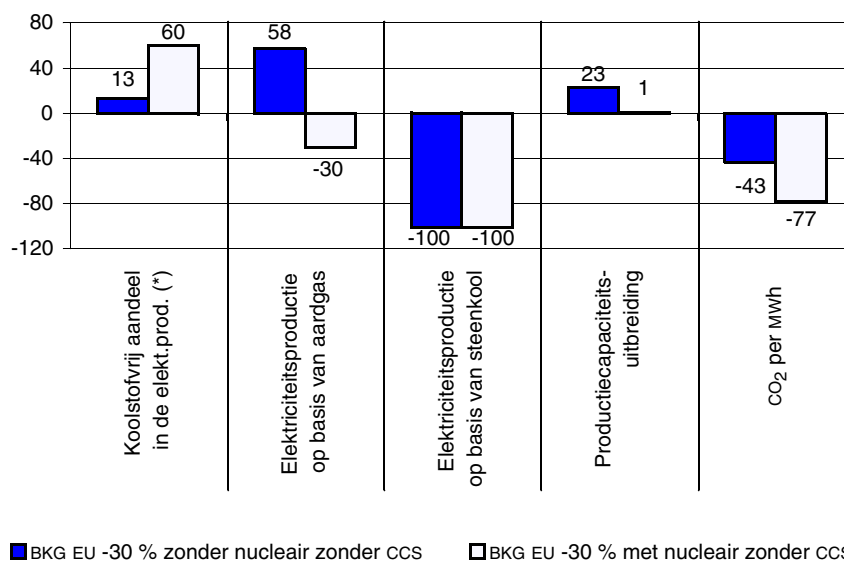
Bron: PRIMES.

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

In het scenario zonder kernenergie neemt de elektriciteitsproductie tussen 2000 en 2030 toe aan een ritme van gemiddeld 0,9 % per jaar (in het referentiescenario bedraagt de gemiddelde jaarlijkse groei 1 %). De elektriciteitsproductie wordt in hoofdzaak verzekerd door aardgas (72 %) en hernieuwbare energiebronnen (25 %), deze laatste voornamelijk bestaand uit windenergie en biomassa.

In het scenario met kernenergie bedraagt de gemiddelde jaarlijkse groei van de elektriciteitsproductie 1,4 % per jaar tussen 2000 en 2030. De elektriciteitsproductie op basis van aardgas vertegenwoordigt nog slechts 27 % tegenover 44 % in het referentiescenario en 72 % in het scenario zonder kernenergie. Nochtans is deze verdubbeld ten opzichte van 2000. Het aandeel van hernieuwbare energiebronnen (HEB) bedraagt 21 % tegenover 25 % in het scenario zonder kernenergie. De overeenkomstige productie is echter vergelijkbaar, aangezien de totale elektriciteitsproductie in dit scenario groter is. Kernenergie, ten slotte, staat in voor iets meer dan de helft van de totale productie.

FIGUUR 43 - Aantal elektriciteitsproductiegerelateerde indicatoren, Europese BKG-reductiedoelstelling, jaar 2030, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

(*): uitgedrukt in procentpunten.

In het scenario *BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS* stijgt het aandeel van elektriciteit dat wordt geproduceerd op basis van niet-fossiele energie (zonder koolstof) met 13,3 procentpunten: in dit geval worden uitsluitend hernieuwbare energiebronnen bedoeld. De elektriciteitsproductie op basis van steenkool verdwijnt en die op basis van aardgas stijgt met iets minder dan 60 %. De netto-impact van die drie wijzigingen op de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie is een vermindering met 43 % van de hoeveelheid uitgestoten CO₂ per MWh geproduceerde elektriciteit. De behoeften aan nieuwe productiecapaciteit zijn met 23 % toegenomen ten opzichte van het referentiescenario als gevolg van een verhoogd gebruik van intermitterende energiebronnen zoals windenergie (cfr. infra).

In het scenario *BKG EU -30 % met nucleair zonder CCS* stijgt het aandeel van elektriciteit dat wordt geproduceerd op basis van niet-fossiele energie (zonder koolstof) met 59,6 procentpunten. Het gaat dit keer niet enkel om hernieuwbare energiebronnen (+9,2 punt), maar vooral om nucleaire elektriciteit (+50,4 punt). Net zoals in het scenario zonder kernenergie verdwijnt de elektriciteitsproductie op basis van steenkool, terwijl de elektriciteitsproductie op basis van aardgas daalt met 30 % ten opzichte van het referentiescenario (dit in tegenstelling tot het an-

dere reductiescenario). De netto-impact van die drie wijzigingen op de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie is een daling met 78 % van de hoeveelheid uitgestoten CO₂ per MWh geproduceerde elektriciteit. De behoeften aan nieuwe productiecapaciteit zijn vergelijkbaar met die in het referentiescenario: het groter gebruik van intermitterende energiebronnen wordt gecompenseerd door het behoud van de capaciteit van het huidige nucleaire park.

Tabel 18 geeft enkele andere interessante indicatoren van de elektriciteitsproductie, waaronder de capaciteit van de elektriciteitsproductie nodig om in 2030 aan de vraag te voldoen. Die indicator weerspiegelt de uitdagingen voor de investeringen in het elektriciteitspark nodig in de komende 25 jaar. Daarbij is het interessant te vermelden dat de productiecapaciteit sneller toeneemt¹ dan de elektriciteitsproductie of de vraag naar elektriciteit². Een verklaring daarvoor ligt in het grotere aandeel van de hernieuwbare energiebronnen die niet allemaal het ganse jaar door elektriciteit produceren. Dit is het geval voor windenergie dat in de twee scenario's een pijlsnelle ontwikkeling kent met een totale geïnstalleerde capaciteit van ongeveer 6 000 MW in 2030, of het equivalent van het huidige nucleaire park³.

TABEL 18 - Andere indicatoren voor de productie van elektriciteit, Europese BKG-reductiedoelstelling, jaar 2030

	Referentiescenario	BKG EU -30 % zonder nucleair	BKG EU -30 % met nucleair
Aandeel van HEB (%)	11,8	25,1	21,0
Geïnstalleerde productiecapaciteit (GW)	23,0	27,7	29,2
waarvan investeringen vanaf 2001 (GW)	20,5	25,2	20,7
Bijdrage van WKK-centrales (%)	18,2	15,2	14,1
Gebruiksratio (%)	55,5	42,8	49,2

Bron: PRIMES.

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

De relatief sterkere groei van de productiecapaciteit heeft ook een impact op de gemiddelde gebruiksratio⁴ van het productiepark die aanzienlijk daalt. De totale investeringen die gerealiseerd moeten worden (in GW) tussen 2000 en 2030 komen overeen met 90 % van de in 2030 geïnstalleerde capaciteit in het referentiescenario en het alternatief scenario zonder kernenergie. Ze bedragen slechts 70 % van de geïnstalleerde capaciteit in het alternatief scenario met kernenergie. In het laatste scenario zijn de 7 bestaande kerncentrales nog steeds operationeel, waardoor de investering gereduceerd wordt tot 20,7 GW⁵, of een investering vergelijkbaar met die in het referentiescenario.

Onderstaande tabel verduidelijkt de structuurwijzigingen in het productiepark voor de verschillende scenario's. Deze moeten in combinatie gezien worden met de structuurwijzigingen in de productie van elektriciteit (cfr. supra).

1. 2,1 % tot 2,2 % per jaar volgens het scenario.
2. 0,9 % tot 1,4 % per jaar volgens het scenario.
3. De gemiddelde jaarlijkse gebruiksratio van beide types van technologieën zijn nochtans erg verschillend.
4. De gebruiksratio wordt berekend als de verhouding tussen totale jaarlijkse productie (in GWh) en de totale capaciteit (in GW), gedeeld door het aantal uren per jaar (8 760 uren).
5. Zonder rekening te houden met de investeringen in de 3 oudste kernreactoren volgens de hypothesen van de CE2030.

TABEL 19 - Geïnstalleerde productiecapaciteit, Europese BKG-reductiedoelstelling, jaar 2030 (GW)

	Referentiescenario	BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS	BKG EU -30 % met nucleair zonder CCS
Totale geïnstalleerde capaciteit	23,0	27,7	29,2
Nucleair	0,0	0,0	7,8
HEB	4,2	11,8	9,1
Steenkool	7,1	0,0	0,0
Gas	11,2	12,4	11,9

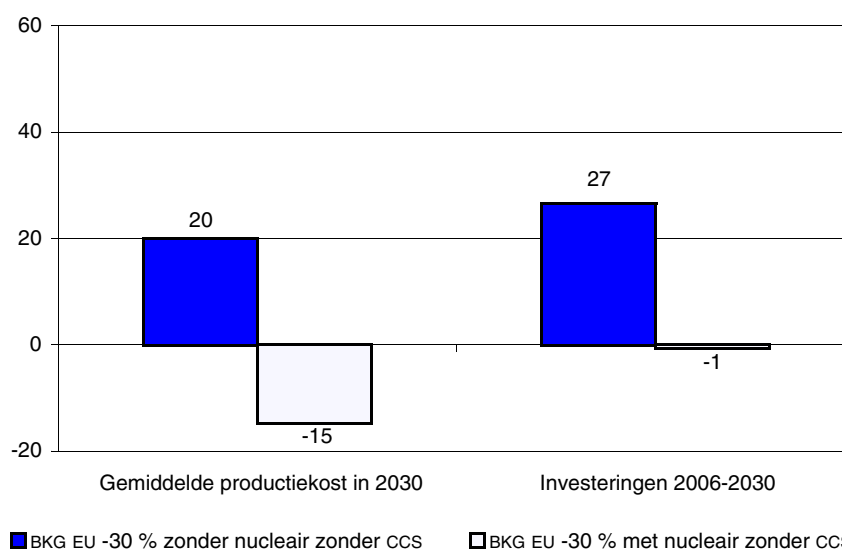
Bron: PRIMES.

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

Het wekt misschien verwondering op vast te stellen dat het aandeel van de warmtekrachtkoppelingscentrales in de totale elektriciteitsproductie lager is in de reductiescenario's (14 tot 15 % in 2030) dan in het referentiescenario (18 %). De hogere aardgasprijs is daarvan de oorzaak. In het referentiescenario werken de warmtekrachtkoppelingscentrales immers grotendeels op aardgas, waarvan de prijs in de reductiescenario's stijgt als gevolg van de koolstofwaarde. Dat type van productie wordt dus benadeeld ten opzichte van een productie in centrales zonder CO₂-uitstoot. Met andere woorden, het belang van warmtekrachtkoppeling om de CO₂-uitstoot te beperken (dankzij een beter globaal omzettingsrendement) wordt gedeeltelijk geëlimineerd door hogere aardgasprijzen.

Ter afronding van de analyse van de toekomstige veranderingen in de elektriciteitssector toont onderstaande figuur hoe de gemiddelde kostprijs van de elektriciteits- en stoomproductie en de investeringsuitgaven van de elektriciteitssector in de twee reductiescenario's evolueren (t.o.v. het referentiescenario) als gevolg van de beperking op de broeikasgasemissies. Om het geheugen op te frissen: in het referentiescenario stijgt de gemiddelde productiekost met 36 % tussen 2000 en 2030, hoofdzakelijk als gevolg van een stijging van de aardgas- en steenkoolprijzen.

FIGUUR 44 - Kostenindicatoren van de elektriciteitssector, Europese BKG-reductiedoelstelling, jaar 2030, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

In het scenario zonder kernenergie stijgen de gemiddelde productiekosten nog meer (+63 % tussen 2000 en 2030). In 2030 zijn ze 20 % hoger dan in het referentiescenario, terwijl de uitstoot van de sector tegelijkertijd met 41 % vermindert ten opzichte van de referentieprojectie. Die evolutie combineert eigenlijk volgende elementen: een meerverbruik van aardgas waarvan de prijs aanzienlijk hoger ligt in 2030 (in hoofdzaak omdat het de prijs van de emissievergunningen van 200 €/t CO₂ incalculeert), een meer uitgebreid productiepark (in termen van geïnstalleerde capaciteit) terwijl terzelfdertijd de elektriciteitsproductie daalt als gevolg van een kleinere vraag.

In het scenario met kernenergie stijgt de gemiddelde productiekost eveneens ten opzichte van 2000 (+17 %). In 2030 is de gemiddelde productiekost echter lager dan in het referentiescenario (-15 %) en het scenario zonder kernenergie. De voornaamste reden ligt bij de bestaande kerncentrales die volledig zijn afgeschreven en waarvan de productiekost heel wat lager is dan van nieuwe centrales, ongeacht het type. In 2030 zullen de 7 huidige kernreactoren instaan voor niet minder dan 40% van de totale elektriciteitsproductie. Dat element zorgt er voor dat de factoren die de gemiddelde productiekost de hoogte induwen, te weten de hoge prijzen voor aardgas en een verhoogde toevlucht tot intermitterende energiebronnen (hoofdzakelijk wind) waardoor de capaciteit van het park verhoudingsgewijs meer toeneemt dan de stijging van de productie, aan kracht inboeten.

De investeringsuitgaven¹ tijdens de periode 2006-2030 zijn in het reductiescenario zonder kernenergie 27 % hoger dan in het referentiescenario. In het reductiescenario met kernenergie zijn ze daarentegen vergelijkbaar met de uitgaven in het referentiescenario. Die resultaten moeten naast de cijfers in Tabel 18 geplaatst worden en vergeleken met de nieuwe investeringen (in GW) te realiseren tegen 2030 die dienen om de bestaande buitengebruikgestelde centrales te vervangen of om aan de nieuwe elektriciteitsbehoeften te voldoen.

De stijging met 27 % in het scenario *BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS* heeft twee oorzaken. Ten eerste is er ongeveer 5 GW bijkomende capaciteit nodig ten opzichte van het referentiescenario. Ten tweede zijn de gemiddelde investeringskosten per kW hoger omdat de nieuwe structuur van het productiepark gebruik maakt van capaciteitsblokken van hernieuwbare energiebronnen die duurder uitvallen dan de capaciteit die ze vervangen.

In het scenario *BKG EU -30 % met nucleair zonder CCS* is het verschil ten opzichte van het referentiescenario daarentegen miniem. Dat wordt verklaard door vergelijkbare bijkomende capaciteitsbehoeften (20,7 GW in het ene geval, 20,5 GW in het andere) en gelijkaardige gemiddelde investeringskosten per kW.

1. De investeringen in verband met de transport- en distributienetwerken zijn niet in de investeringsuitgaven vervat.

5. Primaire energievraag en energiebevoorrading

De veranderingen die de beperking op broeikasgasemissies in de Europese Unie teweegbrengt op het vlak van de eindvraag en de productie van elektriciteit hebben ook een impact op het niveau en de structuur van onze energiebehoeften en -bevoorrading.

Aangezien België, met uitzondering van enkele hernieuwbare energiebronnen (wind, zon, binnenlandse productie van biomassa), over geen eigen energiebronnen beschikt (fossiel, uranium), is ze verplicht in te voeren om aan de energiebehoeften te voldoen. De invoer omvat steenkool, aardgas en olieproducten, maar, indien nodig, kan ook overgegaan worden tot invoer van uranium voor de nucleaire elektriciteitsproductie en van biomassa wanneer de behoeften groter zijn dan wat in België wordt geproduceerd.

TABEL 20 - Evolutie en structuur van de primaire energievraag, Europese BKG-reductiedoelstelling (%)

	Referentiescenario	BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS	BKG EU -30 % met nucleair zonder CCS
Gemiddelde jaarlijkse groeivoet 2000-2030	-0,1	-0,5	0,0
Structuur in 2030			
Steenkool	20,8	2,6	2,1
Olie	38,6	40,6	32,6
Aardgas	35,3	48,4	29,1
Nucleair	0,0	0,0	28,7
HEB	5,3	8,4	7,5

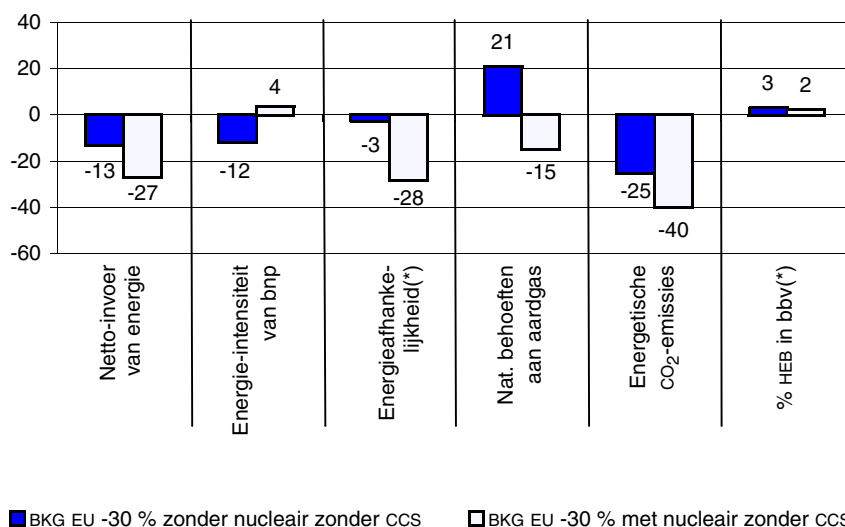
Bron: PRIMES.

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

In het scenario *BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS* vermindert de energetische CO₂-uitstoot dankzij een bijkomende daling van de primaire energievraag ten opzichte van het referentiescenario en substituties tussen energievormen ten gunste van aardgas en de hernieuwbare energiebronnen en ten nadele van steenkool dat een zeer hoge koolstofwaarde bezit. Twee indicatoren zetten de eerste van die aanpassingen van het Belgische energiesysteem in de verf: de gemiddelde jaarlijkse groei van de primaire energievraag (of bruto binnenlands verbruik) en de energie-intensiteit van het bbp. De eerste indicator bedraagt gemiddeld -0,5 % per jaar gedurende de periode 2000-2030 (tegenover -0,1 % in het referentiescenario), terwijl de tweede in 2030 ongeveer met 12 % daalt in vergelijking met het referentiescenario. Dit betekent dat het land 12 % minder energie verbruikt voor eenzelfde economische activiteit.

In het scenario *BKG EU -30 % met nucleair zonder CCS* worden belangrijke wijzigingen in de energiebehoeften van het land opgetekend. Enerzijds stabiliseert de primaire energievraag zich op haar niveau van 2000, terwijl ze in het referentiescenario daalt. Die evolutie is het gevolg van de statistische afspraak inzake kernenergie (zie deel II.B.1 en II.C) en verdoezelt het dalende verbruik van fossiele energie in dit scenario ten opzichte van het referentiescenario. Anderzijds is de consumptiestructuur minder gunstig voor aardgas en steenkool, twee energievormen die in de elektriciteitsproductie in verschillende mate door kernenergie worden vervangen.

FIGUUR 45 - Aantal primaire-energiegerelateerde indicatoren, Europese BKG-reductiedoelstelling, jaar 2030, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

(*): uitgedrukt in procentpunten.

De hierboven beschreven veranderingen hebben een impact op de netto-invoer van energie¹ in België die in 2030 tussen 13 en 27 % lager ligt dan in het referentiescenario. Dat heeft op haar beurt repercussies op de indicator energieafhankelijkheid die tussen 3 en 28 procentpunten verliest.

Onze invoer van aardgas neemt aanzienlijk toe tussen 2000 en 2030 ongeacht het scenario. Die invoer is bestemd zowel voor de elektriciteitssector als voor de sectoren van de eindvraag. De evolutie van de invoer wordt vooral gestuurd door de elektriciteitsproductie, ook al neemt de vraag naar aardgas ook in de overige sectoren toe, meer bepaald als verwarmingsbrandstof. Bovendien hangt die evolutie ook sterk samen met het wettelijk kader inzake kernenergie. In het scenario zonder kernenergie leidt de beperking op de broeikasgasemissies tot een vermindering van de vraag naar aardgas in de sectoren van de eindvraag via de implementatie van energiebesparingen, maar tot een verhoging van haar marktaandeel in de elektriciteitssector. In 2030 is meer dan de helft van de aardgasinvoer bestemd voor die sector en het totale aardgasverbruik ligt 21 % hoger dan in het referentiescenario.

Ook in het scenario met kernenergie hangt het energiesysteem meer dan vroeger af van de invoer van aardgas. De productie van elektriciteit is echter minder kwetsbaar dan in het andere alternatief scenario omdat het aandeel van aardgas hier beperkt is tot 27 %. De netto-impact op het totale aardgasverbruik in 2030 is een daling van 15 % ten opzichte van het referentiescenario.

Tenslotte gaat de implementatie van een klimaatbeleid hand in hand met de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen waarvan een groot deel zich op ons grondgebied bevindt en dus niet moet worden ingevoerd. In de reductiescena-

1. Volgens de statistische afspraken van Eurostat, die in deze studie worden gebruikt, wordt enkel de invoer van steenkool, aardolie, aardgas en elektriciteit beschouwd als invoer van energie. Nucleaire warmte (geproduceerd op basis van ingevoerd uranium) en biomassa worden gecatalogeerd als primaire productie van energie en niet als invoer (cfr. ook deel II.B.1).

rio's bedraagt het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen in het totale energieverbruik van het land 7 à 8 %, vergeleken met 1,5 % in 1990.

C. Een Belgische reductiedoelstelling in drie scenario's van Belgisch energiebeleid

Zoals hoger beschreven, zijn er verschillende opties mogelijk om een Europees gedefinieerde reductiedoelstelling te realiseren. In het vorige deel werd gekozen om eerst een objectief vast te leggen op Europees niveau. Met dit objectief gaat een bepaalde koolstofwaarde (*carbon value* of CV) samen die, volgens de principes van economische efficiëntie, dezelfde is voor alle landen en alle sectoren. Wanneer België een dergelijke koolstofwaarde opgelegd krijgt, heeft het een aantal energiebeleidsmaatregelen tot haar beschikking die toelaten een reductie te realiseren die conform is met het algemeen Europees reductieplaatje.

De aanpak die in dit deel wordt gevolgd, wijkt hiervan af in die zin dat er nu van uitgegaan wordt dat de reductie die België dient door te voeren, vastligt of a priori gegeven is¹. De manoeuvreerruimte die in dit deel van de studie onderzocht wordt, zit dan in het bepalen van de mogelijke richting van het nationaal energiebeleid die zal bijdragen tot de realisatie van de welbepaalde reductie. De Belgische carbon value verschilt naargelang de keuze.

Om een dergelijke aanpak te realiseren, is het nodig eerst een reductiedoelstelling op Belgisch niveau te bepalen. We maken hier de keuze om de lat in 2030 te leggen op een daling van de energetische CO₂-emissies met 15 % ten opzichte van 1990. Een aantal mogelijkheden bieden zich aan om op het grondgebied (dus zonder beroep te doen op projectgebaseerde flexibiliteitsmechanismen) de energetische CO₂-emissies met 15 % te laten afnemen waarbij de mogelijkheden variëren in functie van het gekozen energiebeleid. In dit deel wordt de klemtoon gelegd op twee energiebeleidsopties binnen de elektriciteitssector, met name de terugkeer van kernenergie naar het elektriciteitstoneel en de mogelijkheid gebruik te maken van de CCS-emissiereductietechnologie (CCS staat voor *carbon capture and storage* of opvang en opslag van CO₂). Een beschrijving van de implementatiedetails van deze twee technologische keuzes kan in bijlage E worden teruggevonden.

Deze twee keuzemogelijkheden kunnen in verschillende combinaties onderzocht worden. Uit deze combinaties worden in deze Planning Paper drie scenario's weerhouden, zijnde (1) uitstap uit kernenergie en geen gebruik van CCS (waarbij men met andere woorden enkel beroep kan doen op fuel switching, HEB en energiebesparingen om de doelstelling te halen), wat in wat volgt het scenario CO₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS genoemd zal worden², (2) uitstap uit kernenergie met CCS (idem aan (1), maar waarbij men de emissies wel kan laten dalen door CCS in te zetten), hetzij het scenario CO₂ -15 % zonder nucleair met CCS³ en (3) terugkeer naar het nucleaire zonder CCS (idem aan (1) maar waarbij kernenergie kan bijdragen om de CO₂-emissies te reduceren), wat het scenario CO₂ -15 % met nucleair zonder CCS⁴ genoemd wordt. Deze drie scenario's worden geanalyseerd ten opzichte van het referentiescenario.

1. Of dat België beslist met deze waarde naar de post-2012-onderhandelingstafel te trekken.
2. In FPB (2006b) werd dit scenario getypeerd als Bpk15s.
3. In FPB (2006b) komt dit overeen met Bpk15.
4. In FPB (2006b) noemt dit scenario Bpk15ns.

1. Marginale reductiekost of koolstofwaarde

Net zoals in deel IV.B.1 wordt ook in dit deel gewerkt met een koolstofwaarde om de beoogde reducties te realiseren. Even ter herinnering: vertaald naar economisch gedrag betekent de introductie van een koolstofwaarde een aanpassing van het gedrag van de energieproducenten en -consumenten zodanig dat ze minder CO₂ zullen uitstoten (en hierdoor zoveel mogelijk de extra “belasting”¹ op koolstofemitterende bronnen ontlopen). De wijzigingen in het energiesysteem die volgen op een dergelijk gedrag bieden een antwoord op de beperking tegen de laagste kosten. De waarde van de marginale reductiekost staat dus in feite voor de graad van moeilijkheid (of gemakkelijkerheid) om de beperking op de emissies in te lossen en hangt niet enkel af van de beperking zelf, maar ook van het aantal, het potentieel en de kosten van de reductie-opties die in de analyse worden opgenomen.

Onderstaande tabel bevat de marginale reductiekosten die met de -15 %-beperking op energetische CO₂ samenhangt, naargelang de twee CO₂-reductie-opties in de elektriciteitssector (samen) zijn opgenomen. Ter informatie worden de koolstofwaarden eveneens uitgedrukt in dollar per vat olie-equivalent (boe of *barrel of oil equivalent*).

TABEL 21 - Koolstofwaarden, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies, jaar 2030

	CO ₂ -15 % zonder nucleair met CCS	CO ₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS	CO ₂ -15 % met nucleair zonder CCS
in €/t CO ₂	123	524	105
in \$/boe	47	202	40

Bron: PRIMES.

De marginale reductiekosten die nodig zijn om de energiegerelateerde CO₂-emissies in België met 15 % in te krimpen in 2030 ten opzichte van 1990 liggen tussen EUR 105 en EUR 524 per ton gereduceerde CO₂. De laagste waarde komt overeen met het scenario waarin nucleair beschikbaar is als energietechnologie-optie, CCS niet (*CO₂-15 % met nucleair zonder CCS*). Vertaald naar olieprijsen komt dit neer op een toename met iets meer dan de helft van de huidige olieprijs (die ongeveer USD 70 per vat bedraagt). Wanneer geen enkele van de reductie-opties tot de mogelijkheden behoort (*CO₂-15 % zonder nucleair zonder CCS*), stijgt de CV dramatisch om op te lopen tot ongeveer drie keer de huidige olieprijs. Het laatste scenario (*CO₂-15 % zonder nucleair met CCS*) heeft een CV die overeenstemt met een verhoging met twee derde van de olieprijs.

In wat volgt worden de belangrijkste resultaten van deze scenario's besproken.

2. Totale en sectorale emissies

De beperking op de totale energetische CO₂-uitstoot van -15 % dicteert een globale vermindering van 50 Mt in 2030 in vergelijking met de CO₂-emissies uit het

1. Dit dient niet noodzakelijk geïnterpreteerd te worden als een belasting “an sich”. De koolstofwaarde kan immers via fiscale (belastings-) beleidsmaatregelen gehoffen worden, maar ook via reglementaire maatregelen of door bepaling van emissiequota.

referentiescenario. De daling is aanzienlijk en komt overeen met iets meer dan 40 % van de huidige uitstoot.

Zoals voor de vorige scenario's (zie deel II.C en IV.B.2) werd de evolutie van de totale CO₂-uitstoot opgesplitst in drie componenten: de evolutie van de koolstof-intensiteit van de energiebehoeften van het land (CO₂/bbv), van de energie-intensiteit van het bbp (bbv/bbp) en van het bbp.

TABEL 22 - Verklarende factoren voor de evolutie van de energetische CO₂-emissies, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies (gemiddelde jaarlijkse groei voet 2000-2030, %)

	Referentiescenario	CO ₂ -15 % zonder nucleair met CCS	CO ₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS	CO ₂ -15 % met nucleair zonder CCS
CO ₂	0,7	-0,8	-0,8	-0,8
CO ₂ /bbv	0,7	-0,5	0,0	-0,9
bbv/bbp	-1,9	-2,2	-2,7	-1,8
bbp	1,9	1,9	1,9	1,9

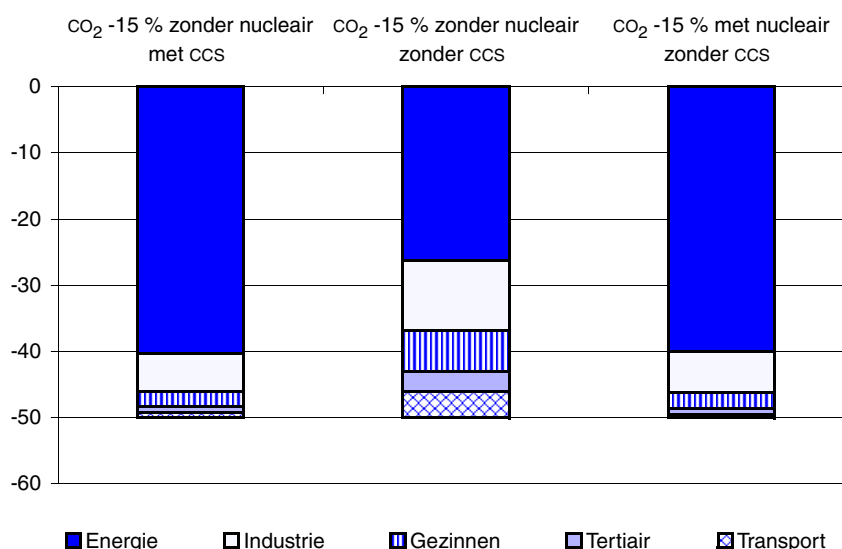
Bron: PRIMES.

bbv = bruto binnenlands verbruik (van energie).

De resultaten van deze opsplitsing tonen dat, om de reductiedoelstelling te halen, de (neerwaartse) evolutie van de koolstofintensiteit een grotere rol speelt in de reductiescenario's met kernenergie of met CCS, terwijl de koolstofintensiteit en de energie-intensiteit in dezelfde verhouding zijn gewijzigd in het scenario zonder kernenergie en zonder CCS (elk -0,7 procentpunten ten opzichte van het referentiescenario).

Alle economische energieproducerende of -verbruikende sectoren dragen bij tot de reductie van de energetische CO₂ opgelegd aan het Belgisch energiesysteem. De relatieve bijdrage van de verschillende sectoren wordt voorgesteld in Figuur 46.

FIGUUR 46 - Bijdrage van de verschillende sectoren aan de CO₂-emissiereductie in 2030, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies, verschil t.o.v. het referentiescenario (Mt)



Bron: PRIMES.

Energie = elektriciteits- en stoomproductie en andere sectoren van transformatie van energie (raffinerijen, etc.).

De sectoren van de eindvraag dienen een grotere duit in het reductiepakket te doen wanneer kernenergie en CCS niet beschikbaar zijn als reductie-optie. Beiden zijn technologieën aan de aanbodzijde, meer bepaald voor de productie van elektriciteit. Wanneer één van de twee daarentegen wel ingezet kan worden, wordt de bijdrage van de sectoren zowel in absolute als in relatieve termen fors ingesnoerd. In het scenario *CO₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS* realiseren de sectoren van de eindvraag maar liefst 50 % van de vooropgestelde reducties, in de twee andere scenario's is hun aandeel beperkt tot 20 %.

De emissiereducties in de industrie domineren deze gerealiseerd in de andere sectoren van de eindvraag en dit ongeacht het reductiescenario. Wat transport betreft, worden de emissies slechts op gevoelige wijze ingeperkt in het scenario *CO₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS*: in de twee andere scenario's vertegenwoordigen de gerealiseerde reducties in deze sector slechts 1 % van de totale reducties aangezien er goedkopere reductie-alternatieven in de andere sectoren aanwezig zijn, meer bepaald in de elektriciteitssector.

Om de analyse van de impact van de -15 % reductiedoelstelling op de Belgische sectorale CO₂-uitstoot te vervolledigen, werd de evolutie van de uitstoot van de vier sectoren van de eindvraag opgesplitst in drie componenten: een component 'koolstofintensiteit', een component 'energie-intensiteit' en een component 'activiteit'. De koolstofintensiteit verhoudt zich tot de eindvraag naar energie in elk van de sectoren. De energie-intensiteit wordt berekend als de verhouding tussen het finaal energieverbruik en een activiteitsvariabele. Die variabele is de toegevoegde waarde voor de industrie en de tertiaire sector, het beschikbaar gezinsinkomen voor de gezinnen en het bbp voor het transport.

TABEL 23 - Verklarende factoren voor de evolutie van de energetische CO₂-emissies in de sectoren van de eindvraag, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies (gemiddelde jaarlijkse groeivoet 2000-2030, %)

	Referentiescenario	CO ₂ -15 % zonder nucleair met CCS	CO ₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS	CO ₂ -15 % met nucleair zonder CCS
Industrie				
CO ₂	-0,7	-1,6	-2,7	-1,8
CO ₂ /E	-0,7	-1,3	-2,0	-1,5
E/TW	-1,4	-1,7	-2,1	-1,7
TW	1,4	1,4	1,4	1,4
Tertiair				
CO ₂	0,8	0,4	-0,3	0,5
CO ₂ /E	-0,3	-0,3	-0,5	-0,5
E/TW	-0,9	-1,3	-1,8	-1,0
TW	2,0	2,0	2,0	2,0
Gezinnen				
CO ₂	-0,3	-0,7	-1,7	-0,8
CO ₂ /E	-0,5	-0,6	-1,0	-0,7
E/Beschikbaar inkomen	-1,4	-1,7	-2,3	-1,7
Beschikbaar inkomen	1,6	1,6	1,6	1,6
Transport				
CO ₂	0,3	0,2	-0,2	0,2
CO ₂ /E	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
E/bbp	-1,4	-1,5	-1,9	-1,5
bbp	1,9	1,9	1,9	1,9

Bron: PRIMES.

E = eindvraag naar energie.

TW = toegevoegde waarde.

Bij hypothese zijn de evoluties van de toegevoegde waarde, het beschikbaar inkomen en het bbp identiek in alle scenario's. De enige wijzigingen die zich kunnen voordoen, bevinden zich in de koolstofintensiteit van het energieverbruik en in de indicatoren voor de energie-intensiteit. Algemeen dragen beide componenten bij tot een verminderde uitstoot ten opzichte van het referentiescenario. De component 'koolstofintensiteit' draagt echter meer bij tot de reductie-inspanning in de scenario's met kernenergie of met CCS, terwijl de component 'energie-intensiteit' meer uitgesproken is in het scenario zonder kernenergie en zonder CCS.

Er zijn echter twee bijzondere gevallen: (1) in de transportsector is de evolutie van de koolstofintensiteit dezelfde ongeacht het scenario; enkel de evolutie van de energie-intensiteit is verschillend; (2) in de industrie draagt de component 'koolstofintensiteit' relatief meer bij dan in de andere sectoren, wat vooral toe te schrijven is aan de ijzer- en staalnijverheid waar het geïntegreerde procédé (dat steenkool verbruikt) in grote mate wordt vervangen door het elektrostaalprocédé om tegemoet te komen aan de emissiebeperkingen.

Het volgende deel verduidelijkt de rol van de substituties tussen energievormen en van energiebesparingen in de drie reductiescenario's.

3. Eindvraag naar energie

a. Impact op het energieverbruik

Tabel 24 toont de finale vraag naar energie (FEV of ook eindvraag naar energie genoemd).

TABEL 24 - Evolutie en structuur van de eindvraag naar energie, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies (%)

	Referentie-scenario	CO ₂ -15 % zonder nucleair met CCS	CO ₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS	CO ₂ -15 % met nucleair zonder CCS
Gemiddelde jaarlijkse groeivoet 2000-2030	0,3	0,1	-0,4	0,2
Structuur in 2030				
Vaste brandstoffen	5	2	1	2
Olieproducten	39	39	38	38
Gas	28	28	26	27
Elektriciteit	22	24	27	26
Andere ^(*)	6	7	8	7

Bron: PRIMES.

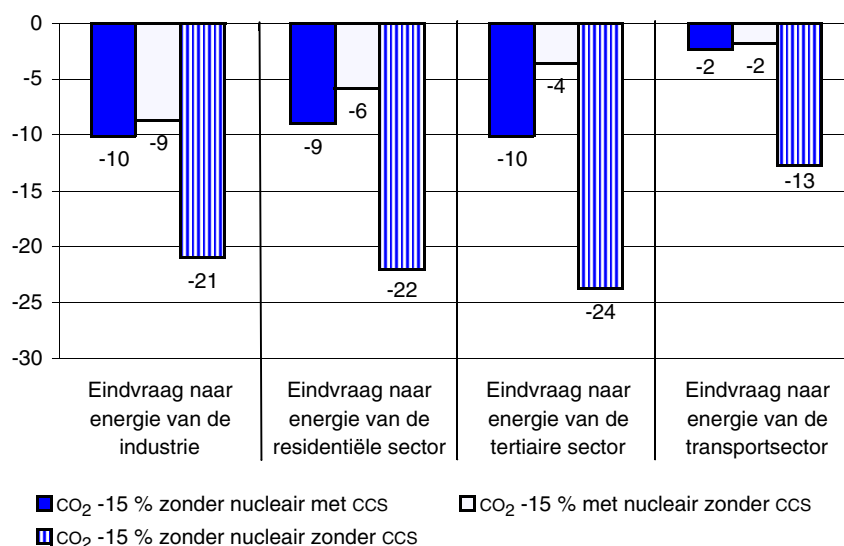
(*): Stoom, warmte, hernieuwbare energiebronnen.

Wat onmiddellijk opvalt aan Tabel 24 is dat de reductiescenario's (aanzienlijk) inboeten op finaal energieverbruik. De eindvraag naar energie is jaar na jaar kleiner dan wat verbruikt wordt in het referentiescenario. In het CO₂-15 % *zonder nucleair zonder CCS*-scenario wordt de gemiddelde jaarlijkse groeivoet zelfs negatief. Dat betekent dat naast aanzienlijke inspanningen aan de kant van het aanbod ook belangrijke inspanningen nodig zijn aan de zijde van de vraag, zeker wanneer de CO₂-reductie-opties aan de aanbodzijde sterk beperkt worden (geen kernenergie,

geen CCS). Wanneer we kijken naar de verdeling van de finale vraag naar energievorm is het duidelijk dat fuel switching in de finale vraag een kleinere rol speelt dan in de primaire vraag omdat reeds belangrijke substituties naar minder koolstofintensieve energievormen in het referentiescenario doorgevoerd werden. De belangrijkste wijzigingen vergeleken met het referentiescenario zijn (1) de daling en zelfs marginalisering van de vaste brandstoffen (2) de opmars van elektriciteit. De verpietering van de vaste brandstoffen is te wijten aan de penaliserende van CO₂-uitstoot: aangezien steenkool een grote CO₂-vervuiler is, daalt haar verbruik onvermijdelijk. De introductie van een koolstofwaarde heeft een relatief kleinere invloed op het elektriciteitsgebruik (vergeleken met de koolwaterstoffen), vandaar haar groeiend aandeel.

Ook per sector bekeken zien we dat de grootste inspanningen gerealiseerd worden in het scenario dat geen beroep kan doen op nucleair, noch op CCS.

FIGUUR 47 - Eindvraag naar energie, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies, jaar 2030, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

b. Impact op de energiekosten

De introductie van een CO₂-emissiereductiebeperking heeft een ontegensprekelijke impact op de energiegerelateerde kosten van de sectoren van de eindvraag door de installatie van een koolstofwaarde. Dit leidt op haar beurt tot wijzigingen in het consumentengedrag, in de productieprocessen en technologiekeuzes. Verschillende kostenindicatoren worden bekeken om de gevolgen op het vlak van de kosten voor de vraagzijde te bepalen.

Voor de industrie en de tertiaire sector worden de kostenindicatoren gedefinieerd als de energiegerelateerde kosten per verbruikte toe (in EUR (2000)/toe) en de energiegerelateerde kosten per eenheid toegevoegde waarde¹. De energiekosten bevatten zowel de kosten met betrekking tot energie-uitrusting (kapitaal en

1. EUR (2000) energiegerelateerde kosten per miljoen EUR (2000) toegevoegde waarde.

O&O¹) als deze gerelateerd tot brandstofaankopen. Bij de gezinnen gebeurt de analyse via de energiegerelateerde kosten per verbruikte toe (in EUR (2000)/toe) en de energiegerelateerde uitgaven per huishouden (in EUR (2000)). De kostenimplicaties in de transportsector worden gegeven door de totale kost per passagierkilometer (pkm) en per vervoerde tonkilometer (tkm) (in EUR (2000)/pkm of tkm). De eerste indicator heeft betrekking op passagiersvervoer, de tweede op vrachtvervoer. De totale kost omvat de kosten voor brandstof, voor energie-uitrusting en de niet-energiekosten (zoals infrastructuurkosten) die een belangrijke factor zijn in transport.

Door constructie omvatten alle boven vermelde kostenindicatoren de wijzigingen in de kosten in de elektriciteits- en stoomsector. Het is immers zo dat veranderingen in de gemiddelde productiekosten overgaan op de elektriciteitsprijzen die door de finale verbruikers betaald dienen te worden, en zo de totale energiekosten van de sectoren van de finale vraag beïnvloeden².

Vooraleer over te gaan tot de analyse van de kostenimplicaties van de CO₂-emissiebeperkingen voor de vraagsectoren dient opgemerkt te worden dat in het referentiescenario de energiegerelateerde kosten per verbruikte toe stijgen in alle sectoren over de periode 2000-2030. Deze trend is toe te schrijven aan de stijging van de energieprijzen (olie, aardgas, elektriciteit, etc.) waardoor de aankopen van brandstof duurder worden voor de eindverbruikers. De kosten gerelateerd tot energie-uitrusting stijgen eveneens over de projectieperiode (cfr. deel II.B.2).

Wanneer de CO₂-emissies aan banden worden gelegd, nemen de energiegerelateerde kosten in vergelijking met het referentiescenario verder toe door de impact van de koolstofwaarde. De grootte van deze impact hangt af van de sector en van het reductiescenario.

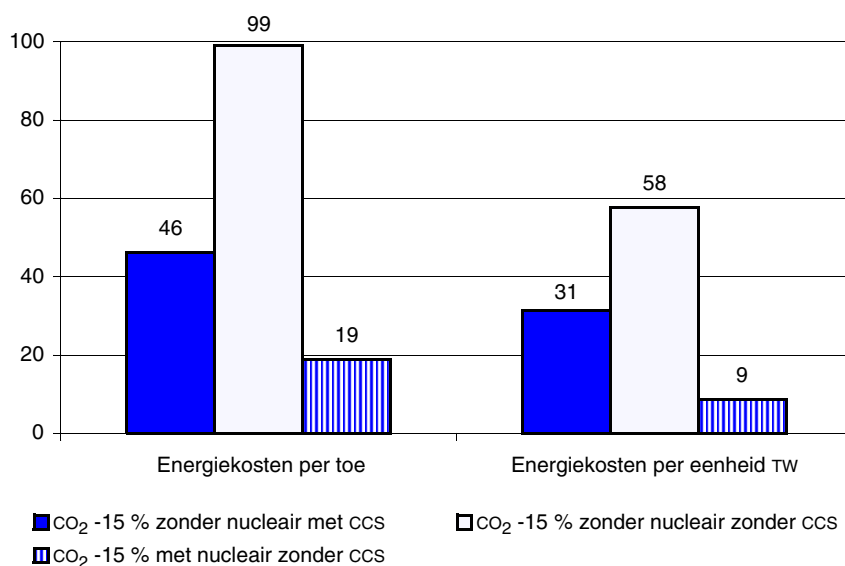
Figuur 48 geeft de resultaten voor de industrie volgens de verschillende -15 %-reductiescenario's. De kostenimplicaties voor de tertiaire sector worden afgebeeld in Figuur 49. De resultaten voor de gezinnen worden gerapporteerd in Figuur 50. De impact op de kosten voor transport tenslotte worden samengevat in Figuur 51.

Ongeacht de sector wordt de laagste kostenimpact opgetekend in het reductiescenario dat de nucleaire deur openhoudt. Dat is te wijten aan twee onderling gelinkte factoren. Allereerst is de reductie-inspanning die te realiseren valt aan de vraagzijde relatief kleiner in het scenario met nucleair (maar hoger in de elektriciteits- en stoomsector) dan in de scenario's waarin kernenergie wordt uitgedoofd. Ten tweede liggen de elektriciteitsprijzen die een onderdeel vormen van de energiekosten lager in het nucleaire scenario dan in de niet-nucleaire scenario's. De laatste factor speelt echter minder een rol in de sector van transport; deze sector verbruikt immers hoofdzakelijk olieproducten.

1. Operationele en onderhoudskosten.

2. In PRIMES volgt de prijszetting van elektriciteit het Ramsey-Boiteuxprincipe, cfr. voetnoot p. 30.

FIGUUR 48 - Energiekosten van de industrie, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies, jaar 2030, verschil met het referentiescenario (%)



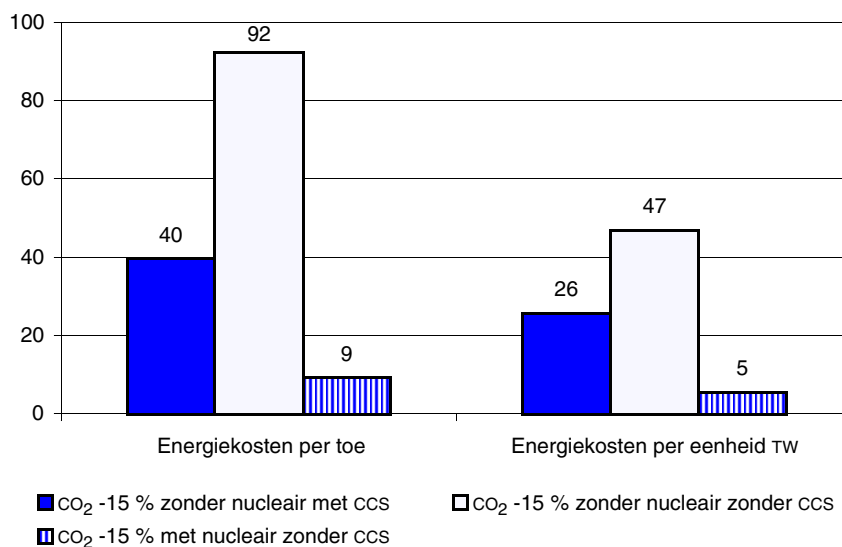
Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

De kostenstijging swingt vooral de pan uit in het CO₂ -15 % *zonder nucleair zonder CCS*-scenario voor alle sectoren behalve voor transport (tussen +146 % en +169 % in 2030 vergeleken met 2000 en tussen +64 en +99 % vergeleken met het referentiescenario). Gezien de reductie-opties bovenop diegene die reeds geïmplementeerd zijn in het referentiescenario beperkt en bovendien duur zijn, wordt het grote deel van de reductie-inspanning overgeheveld naar de vraagsectoren met een niet te verwaarlozen impact op de energiegerelateerde kosten.

De stijgingen van de energiekosten per eenheid toegevoegde waarde of per gezin (ten opzichte van het referentiescenario) zijn systematisch kleiner dan de stijgingen van de energiekosten per verbruikte toe. De eerste stijgingen weerspiegelen in feite de verschillen in energiekosten aangezien de toegevoegde waarden en het aantal gezinnen in alle scenario's identiek zijn. Aangezien nu de energiekosten gelijk zijn aan het product van de energiekosten per toe en de verbruikte hoeveelheden (in toe)¹, compenseert een daling van het tweede lid (in de hand gewerkt door de hogere energiekosten) gedeeltelijk de stijging van het eerste lid.

1. Wegens de formule $C = Q \times C/Q$.

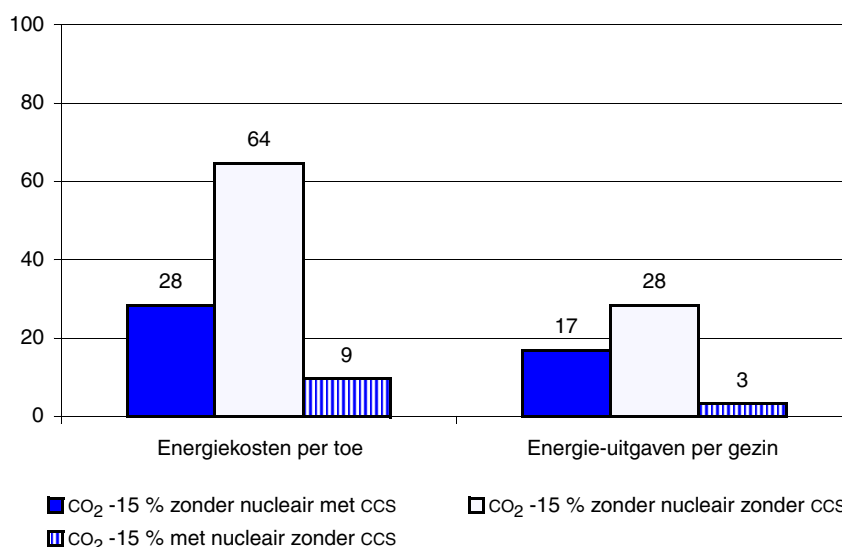
FIGUUR 49 - Energiekosten van de tertiaire sector, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies, jaar 2030, verschil met het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

In relatieve termen zijn de kostenimplicaties van de -15 %-reductiebeperking vergelijkbaar in de industrie en in de tertiaire sector. In de residentiële sector zijn ze echter minder uitgesproken. Het verschil t.o.v. het referentiescenario van de energiereleerde kosten per verbruikte toe in de residentiële sector in het CO₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS-scenario is bvb. 64 %, terwijl dat in de industrie en in de tertiaire sector ongeveer 100 % is.

FIGUUR 50 - Energiekosten van de gezinnen, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies, jaar 2030, verschil met het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

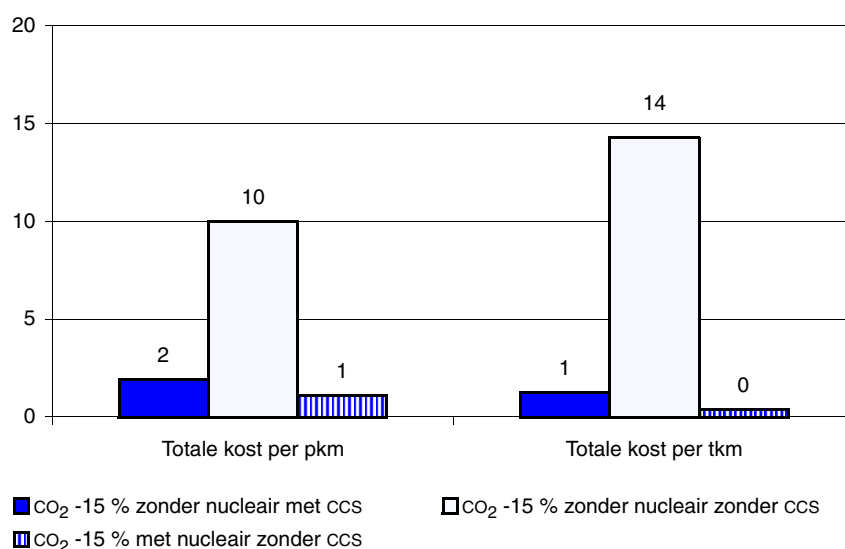
In het algemeen zijn de effecten van de -15 %-emissiebeperking op de kostenindicatoren voor transport minder significant dan de impact op de kosten voor de andere sectoren van de finale vraag. Dit resultaat vindt haar verklaring in de lage

graad van respons van de transportsector¹ op prijsstijgingen (lage prijselasticiteit en hoog aandeel van belastingen in de prijs van de eindverbruiker) en door het relatief kleiner aandeel van brandstofkosten in de totale kosten van transport. Het opleggen van koolstofwaarden heeft in de eerste plaats een impact op de rangorde van brandstoffen die wijzigingen zal ondergaan, maar resorteert geen significante invloed op de allocatie van de transportactiviteit tussen de verschillende modi noch op de mobiliteitsvraag. Wanneer men deze twee wil bespelen, zijn andere beleidsstrategieën nodig dan deze gebaseerd op brandstofprijzen.

Ongeacht het scenario verloopt de evolutie van de totale transportkost gelijkaardig voor passagiers- en vrachtvervoer. Deze evolutie sluit bovendien sterk aan bij deze van het referentiescenario, met uitzondering van het *CO₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS*-scenario. Ook deze keer is de speciale status van dit laatste scenario toe te schrijven aan de sterke beperkingen inzake CO₂-reductiemogelijkheden die dit scenario opgelegd krijgt in de elektriciteits- en stoomsector. Dat leidt ertoe dat de reductie-inspanningen in de vraagsectoren, transport inclusief, sterk verhoogd dienen te worden. Dat heeft een onvermijdelijke invloed op de kosten van de sector.

Vergeleken met het referentiescenario neemt de totale kost per afgelegde pkm en tkm in 2030 in de -15 %-reductiescenario's slechts lichtjes toe (minder dan 2 %) behalve in het *CO₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS*-scenario waar het de hoogte inschiet met 10 tot 14 %, respectievelijk voor passagiers- en vrachtvervoer.

FIGUUR 51 - Totale transportkost, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies, jaar 2030, verschil met het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

1. Met uitzondering van de luchtvaart.

4. Elektriciteitsproductie

Vervolgens bekijken we de productie van elektriciteit en stoom in de alternatieve scenario's.

TABEL 25 - Elektriciteitsproductie, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies (%)

	Referentie- scenario	CO ₂ -15 % zonder nucleair met CCS	CO ₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS	CO ₂ -15 % met nucleair zonder CCS
Gemiddelde jaarlijkse groeivoet 2000-2030	1,0	1,0	0,9	1,4
Structuur in 2030				
Nucleair	0	0	0	51
HEB	12	23	28	20
Steenkool	42	23	0	0
Aardgas	44	52	68	28

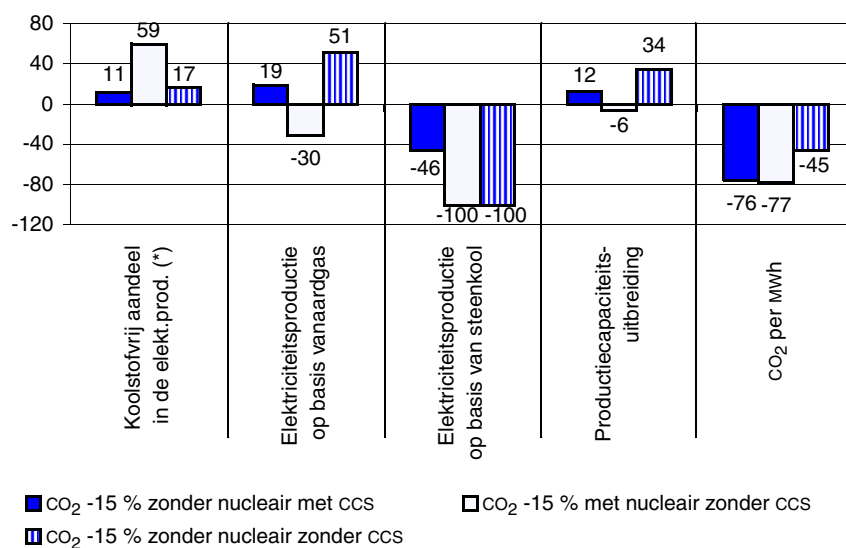
Bron: PRIMES.

Elektriciteitsproductie in het referentiescenario groeit gemiddeld aan met 1 % per jaar, net zoveel als in het alternatieve scenario waarin CCS ingezet kan worden als CO₂-reductie-optie. Wanneer geen beroep kan gedaan worden op CCS, noch op kernenergie, valt de groei van de jaarlijkse gemiddelde productie terug op 0,9 %. Indien kernenergie tot het energiepalet behoort, stijgt de gemiddelde jaarlijkse elektriciteitsproductievoet aanzienlijk en wordt 1,4 %. In dit laatste scenario vertegenwoordigt kernenergie iets meer dan de helft van de elektriciteitsproductie in 2030, ondertussen marktaandeel wegsnoepend van de centrales op fossiele brandstoffen. In alle scenario's profiteren de hernieuwbare energiebronnen van de CO₂-reductiebepanking; hun aandeel verdubbelt ongeveer in vergelijking met het referentiescenario.

Op te merken valt dat de reductie-inspanning van de elektriciteits- en stoomsector geanalyseerd wordt door het niveau van de netto elektriciteitsinvoer gelijk te houden aan deze die endogeen berekend werd in het referentiescenario. We houden met andere woorden geen rekening met de mogelijkheid om reducties in CO₂-emissies te bereiken door een toename in de elektriciteitsinvoer en dus door een daling in de productie van elektriciteit op het nationaal territorium.

Figuur 52 schetst een grafisch overzicht van enkele elektriciteitsproductiegerelateerde indicatoren op het einde van de projectieperiode.

FIGUUR 52 - Aantal elektriciteitsproductiegerelateerde indicatoren, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies, jaar 2030, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

(*): uitgedrukt in procentpunten.

De aanzienlijke stijging in het koolstofvrij aandeel in de elektriciteitsproductie in het scenario *CO₂-15 % met nucleair zonder CCS* is te wijten aan het feit dat nucleair gecatalogiseerd wordt als een koolstofvrije productiebron. In de twee scenario's waarin CCS niet beschikbaar is, verdwijnt steenkool volledig van het productieplan. De capaciteitsuitbreiding in de niet-nucleaire scenario's is (een stuk) hoger dan in het referentiescenario, voornamelijk wegens de sterke vertegenwoordiging van HEB (cfr. infra). CO₂-emissies per MWh kennen een gevoelige daling ten opzichte van het referentiescenario, alhoewel het *CO₂-15 % zonder nucleair zonder CCS*-scenario enigszins achterblijft wegens de sterke reductie-optiebeperkingen in de elektriciteitsproductiesector die dit scenario kenmerken.

De twee tabellen die volgen, bevatten nog enkele andere interessante indicatoren van de elektriciteitsproductie, namelijk de productiecapaciteit die nodig is om aan de vraag te voldoen (en haar samenstelling), het aandeel van hernieuwbare energiebronnen en van WKK-centrales in de totale productie en de gemiddelde gebruiksratio van de productiecapaciteiten.

TABEL 26 - Andere indicatoren voor de productie van elektriciteit, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies, jaar 2030

	Referentie-scenario	CO ₂ -15 % zonder nucleair met CCS	CO ₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS	CO ₂ -15 % met nucleair zonder CCS
Aandeel van HEB (%)	11,8	22,7	28,3	20,3
Geïnstalleerde productiecapaciteit (GW)	23,0	25,5	30,0	27,9
waarvan investeringen vanaf 2001 (GW)	20,5	23,1	27,5	19,4
Bijdrage van WKK-centrales (%)	18,2	14,3	14,5	15,0
Gebruiksratio (%)	55,5	50,1	41,5	51,1

Bron: PRIMES.

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

TABEL 27 - Geïnstalleerde productiecapaciteit, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies, jaar 2030 (GW)

	Referentie- scenario	CO ₂ -15 % zonder nucleair met CCS	CO ₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS	CO ₂ -15 % met nucleair zonder CCS
Geïnstalleerde productiecapaciteit	23,0	26	30	28
- Nucleair	0	0	0	7,8
- HEB	4,2	7,6	13,4	7,6
- Steenkool	7,1	3,9	0	0
- Aardgas	11,2	12,1	12,6	11,8

Bron: PRIMES.

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

Wanneer de aandacht gericht wordt op de geïnstalleerde elektriciteitsproductiecapaciteit merken we dat de reductiescenario's een (sterke) uitbreiding van de geïnstalleerde capaciteit noodzakelijk maken. Wanneer de nucleaire optie wordt meegenomen (*CO₂-15 % met nucleair zonder CCS*), is de stijging van de productiecapaciteit grotendeels toe te schrijven aan de stijging in de vraag naar elektriciteit. Wanneer nucleair daarentegen wordt uitgefaseerd, is de capaciteitstoename op rekening te schrijven van de hogere aandelen van intermitterende HEB in het productiepark: bijkomende capaciteit is nodig om de relatief lage beschikbaarheidsfactoren van windenergie en zonnepanelen te dekken. Investerings in windturbines (on- en offshore) worden erg belangrijk: alle alternatieve scenario's gebruiken het maximum potentieel van on- en offshore wind naar het einde van de projectieperiode toe. Ook wordt meer biomassa gebruikt dan in het referentiescenario. Steenkool daarentegen is volledig verdwenen. Enige uitzondering is het *CO₂-15 % zonder nucleair met CCS*-scenario gezien steenkool dan, omwille van de CCS-technologie, een alternatief vormt naast gas; kernenergie behoort dan immers niet (meer) tot het energiepalet. Indien geen beroep kan gedaan worden op CCS of kernenergie merken we een spectaculaire toename in het gebruik van zonnepanelen. Hoewel zonnepanelen commercieel niet leefbaar lijken in de andere scenario's versnelt de afwezigheid van alternatieven in dit sterk beperkt scenario hun intrede in het productiepark van de toekomst.

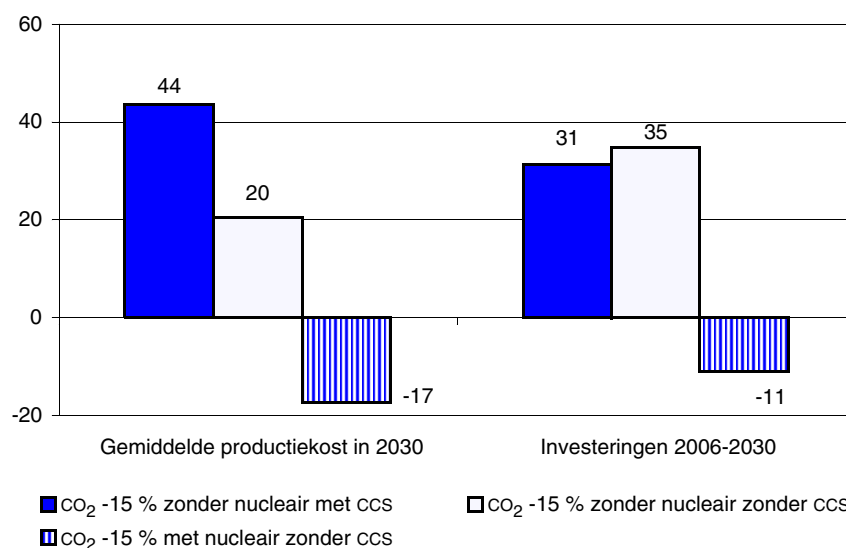
De sterke uitbreiding van de productiecapaciteit in de reductiescenario's heeft eveneens een impact op de gemiddelde gebruiksratio¹ van het productiepark die aanzienlijk verkleint.

Het wekt misschien verwondering op vast te stellen dat het aandeel van de warmtekrachtkoppelingcentrales in de totale elektriciteitsproductie lager is in de reductiescenario's (14 tot 15 % in 2030) dan in het referentiescenario (18 %). De hogere aardgasprijs is daarvan de oorzaak. In het referentiescenario werken de warmtekrachtkoppelingcentrales immers grotendeels op aardgas, waarvan de prijs in de reductiescenario's stijgt als gevolg van de koolstofwaarde. Dat type van productie wordt dus benadeeld ten opzichte van een productie in centrales zonder CO₂-uitstoot. Met andere woorden, het belang van warmtekrachtkoppeling om de CO₂-uitstoot te beperken (dankzij een beter globaal omzettingsrendement) wordt gedeeltelijk geëlimineerd door hogere aardgasprijzen.

1. De gebruiksratio wordt berekend als de verhouding tussen totale jaarlijkse productie (in GWh) en de totale capaciteit (in GW), gedeeld door het aantal uren per jaar (8760 uren).

Ter afronding van de analyse van de impact op de elektriciteitssector toont onderstaande figuur hoe de gemiddelde kostprijs van de elektriciteits- en stoomproductie en de investeringsuitgaven in de reductiescenario's zich verhouden ten opzichte van het referentiescenario. De gemiddelde productiekosten worden weergegeven voor het laatste jaar van de projectieperiode (2030), terwijl de investeringsuitgaven de periode 2006-2030 dekken.

FIGUUR 53 - Kostenindicatoren van de elektriciteitssector, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

Wanneer men in 2030 voor de energetische CO₂-uitstoot een reductie oplegt van 15 % in België ten opzichte van 1990 liggen de gemiddelde productiekosten hoger dan in het referentiescenario, behalve in het reductiescenario met kernenergie. In de scenario's zonder kernenergie wordt de kostenstijging verklaard door de toepassing van specifieke technologieën of door substituties tussen energievormen die nodig zijn om de emissies te verminderen, maar die bijkomende kosten veroorzaken.

In het scenario zonder kernenergie en zonder CCS liggen de gemiddelde productiekosten in 2030 20 % hoger dan in het referentiescenario (of 64 % hoger dan in 2000), terwijl in dezelfde periode de elektriciteitssector zijn CO₂-uitstoot verlaagt met 48 % ten opzichte van het referentiescenario. Die stijging van de productiekosten is het gevolg van de volgende factoren: de vervanging van steenkool door gas, een groter productiepark in termen van geïnstalleerde capaciteit om rekening te houden met het intermitterende karakter van sommige hernieuwbare energiebronnen en een elektriciteitsproductie die kleiner is dan in het referentiescenario.

In het scenario zonder kernenergie en met CCS stijgen de gemiddelde productiekosten in 2030 nog meer (+44 % ten opzichte van het referentiescenario, +96 % ten opzichte van 2000), maar de emissiereducties zijn er groter dan in het vorige scenario (-76 % in 2030 ten opzichte van het niveau in het referentiescenario, vergeleken met -48 % in het vorige scenario). Dit keer zijn het vooral de kosten

van de toepassing van de CCS-technologie die aan de basis liggen van deze aanzienlijke verhoging van de gemiddelde productiekosten.

In het scenario met kernenergie en zonder CCS stijgen de gemiddelde productiekosten in 2030 eveneens ten opzichte van 2000 (+13 %), maar blijven onder het niveau van het referentiescenario en van de reductiescenario's zonder kernenergie. In dit scenario wordt een groot deel van de productie (40 %) immers ingevuld door bestaande kerncentrales die volledig zijn afgeschreven en waarvan de productiekosten veel lager liggen dan die van nieuwe centrales, ongeacht het type. Dat element domineert de factoren die de gemiddelde productiekosten doen stijgen, namelijk hogere aardgasprijzen en een groter gebruik van intermitterende energiebronnen (cfr. supra).

Tot slot, tussen 2006 en 2030 zijn in de reductiescenario's zonder kernenergie de investeringsuitgaven¹ in de elektriciteitssector ongeveer een derde hoger dan in het referentiescenario. Het scenario *CO₂ -15 % zonder nucleair met CCS* bevat immers de investeringen voor de CCS-technologie die erg hoog kunnen oplopen, in het scenario *CO₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS* ligt het aandeel van hernieuwbare energiebronnen aanzienlijk hoger (in 2030 komt dit neer op 45 % van de geïnstalleerde capaciteit) en is ook de totale geïnstalleerde productiecapaciteit (o.a. door de noodzaak voor meer back-upcapaciteit) de hoogste van alle scenario's (+30 % ten opzichte van het referentiescenario, +18 % vergeleken met het scenario *CO₂ -15 % zonder nucleair met CCS* en +7,5 % in vergelijking met het scenario *CO₂ -15 % met nucleair zonder CCS* in 2030). De mogelijkheid om de huidige kerncentrales in werking te houden tot het einde van de projectieperiode (het scenario *CO₂ -15 % met nucleair zonder CCS*) zou de investeringsuitgaven in het referentiescenario met ongeveer 10 % kunnen doen dalen.

5. Primaire energievraag en energiebevoorrading

Tabel 28 toont de totale evolutie (uitgedrukt in gemiddelde jaarlijkse groeivoet) voor de periode 2000-2030 en de structuur van de primaire energievraag of het bruto binnenlands verbruik (bbv) voor het jaar 2030 van zowel het referentiescenario als de -15 % reductiescenario's.

TABEL 28 - Evolutie en structuur van de primaire energievraag, Belgische reductiedoelstelling voor CO₂-emissies (%)

	Referentie-scenario	CO ₂ -15 % zonder nucleair met CCS	CO ₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS	CO ₂ -15 % met nucleair zonder CCS
Gemiddelde jaarlijkse groeivoet 2000-2030	-0,1	-0,3	-0,8	0,1
Structuur in 2030				
Steenkool	20,8	13,9	1,7	2,5
Olie	38,6	38,0	39,0	33,1
Aardgas	35,3	39,9	48,3	29,5
Nucleair	0,0	0,0	0,0	27,9
HEB	5,3	8,2	11,0	7,0

Bron: PRIMES.

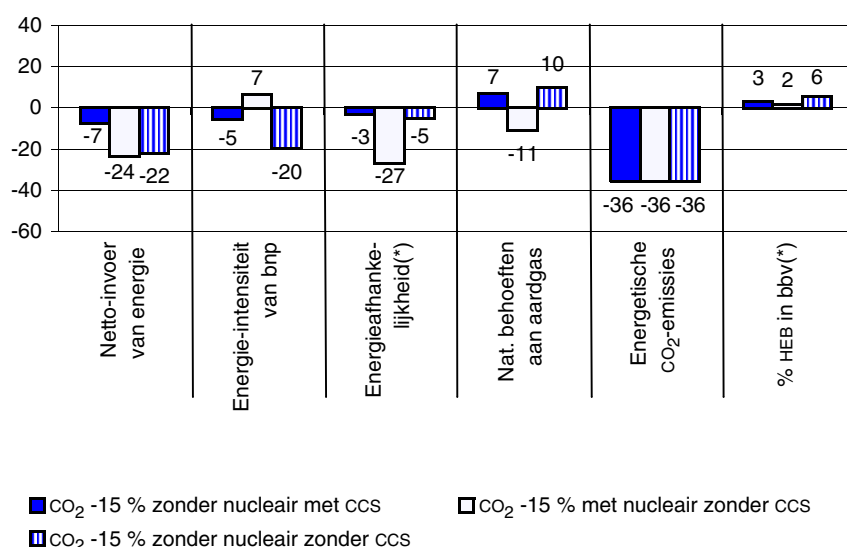
1. Investerings in verband met de transport- en distributienetwerken maken geen deel uit van de investeringsuitgaven.

Bij het bekijken van deze tabel valt op dat om de -15 % reductie in energetische CO₂ te bereiken een fuel switch alleen niet volstaat, een (aanzienlijke) daling in de primaire energievraag is eveneens noodzakelijk. Het scenario waarin een nucleair “moratorium” in voege is en de CCS-optie niet beschikbaar is, wordt het hardst getroffen met een gemiddelde jaarlijkse primaire energievraagdaling ten belope van 0,8 %. De beschikbaarheid van nucleaire energie levert een heel ander plaatje op: de gevoelige daling wordt niet alleen teniet gedaan, in dit scenario stijgt de primaire vraag zelfs lichtjes. De verklaring voor dergelijke evolutie is echter eerder te zoeken in de statistische conventie rond nucleaire warmte (zie deel II.C). Samengevat kunnen we stellen dat in de scenario’s zonder nucleaire energie de primaire energievraag sterker daalt dan in het referentiescenario.

Wanneer deze vraag verder gedissecteed wordt, valt op dat steenkool het hardst in de klappen deelt. Het aandeel van steenkool binnen het bbv (bruto binnenslands verbruik, synoniem voor primaire energievraag) krimpt aanzienlijk in alle reductiescenario’s. Bovendien is het zo dat wanneer kernenergie tot het energiepakket behoort en/of CCS geen CO₂-verlichting kan brengen, het aandeel van steenkool marginaliseert. Voor aardgas merken we dat in de scenario’s waarin de kerncentrales na een operationele levensduur van 40 jaar worden uitgedoofd, het aandeel sterk toeneemt. Wanneer daarenboven CCS geen reductie-soelaas brengt, zal aardgas ongeveer de helft van de primaire energievraag gaan uitmaken. Dit scenario (CO₂ -15 % zonder nucleair zonder CCS) wordt immers streng gelimiteerd aangezien het reglementair kader kernenergie uitsluit en steenkool wegens hoge koolstofinhoud niet interessant is in te zetten zonder CCS. In het reductiescenario met kernenergie loopt het aandeel van gas op tot quasi 30 %. Tenslotte valt op dat de reductiescenario’s een gunstige invloed hebben op het gebruik van hernieuwbare energiebronnen: hun aandeel in het bbv schommelt tussen 7 en 11 % terwijl dit in het referentiescenario om en bij de 5 % bedraagt.

Ter informatie wordt nog een figuur afgebeeld die een aantal primaire-energiegerelateerde indicatoren ten opzichte van het referentiescenario in 2030 weergeeft.

FIGUUR 54 - Aantal primaire-energiegerelateerde indicatoren, Belgische reductie-doelstelling voor CO₂-emissies, jaar 2030, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

(*): uitgedrukt in procentpunten.

Wat opvalt is dat de netto-invoer van energie sterk daalt in de reductiescenario's, maar dat de daling binnen de perken blijft wanneer CCS beschikbaar is. Dat heeft te maken met de relatief hogere invoer van steenkool (ten opzichte van de twee andere reductiescenario's), gecombineerd met een hogere invoer van aardgas. De invoerafhankelijkheid daalt het minst in dit scenario (wegens de blijvende afhankelijkheid van buitenlandse energiebronnen).

D. Gedragwijzigingen, energiebesparingen en emissiereducties

Om het hoofdstuk rond reductie van broeikasgasemissies af te sluiten, wordt in dit laatste deel de focus verlegd van de installatie van een koolstofwaarde om een bepaalde doelstelling te bereiken via prijsmechanismen en productietechnologieën naar de reglementaire toepassing van een aantal richtlijnen die vraagvermindering en energiebesparing in alle sectoren initiëren.

Wanneer als doel gesteld wordt om de CO₂-emissies te reduceren, kan dit immers via verschillende pistes gebeuren. Eén ervan is een fuel switch naar minder vervuilende brandstoffen. Een andere is het inzetten van CCS. Nog een andere optie wordt geboden door het inperken van de vraag naar (en dus het verbruik van) energie. Energie die niet verbruikt wordt, dient niet geproduceerd, en vervuult dus ook niet. Nochtans is het inbinden op de vraag naar energie helemaal geen sinecure en spelen er, naast prijseffecten, ook andere, moeilijk in kaart te brengen factoren. De intrinsieke inertie van het energetisch systeem gekoppeld aan het gedrag van de economische agenten bij investeringsbeslissingen leiden er immers toe dat de mogelijkheden om aan energiebesparing te doen slechts heel geleidelijk en erg gefragmenteerd gerealiseerd worden. Om de impact van energiebesparingen op het energieverbruik en de BKG-emissies te versnellen en zo mogelijk te versterken, moeten dan ook andere, aangepaste beleidsmaatregelen naast het fiscaal instrumentarium geïmplementeerd worden die ervoor kunnen zorgen dat de hindernissen die gedragwijzigingen bemoeilijken, verdwijnen.

In dit deel van de paper zal de impact van een aantal beleidsmaatregelen op de vraagbeheersing nagegaan worden. Inspiratie hiervoor wordt gezocht in de resultaten van een studie in opdracht van DG TREN (EC, 2006b) waarin o.a. een scenario opgebouwd rond energie-efficiëntie wordt geanalyseerd. In dit hoofdstuk zullen dan de voornaamste resultaten voor België in termen van energievraagvermindering en emissies worden voorgesteld, en ook deze keer wordt dit gedaan relatief ten opzichte van het referentiescenario.

1. Energie-efficiëntie

Het Groenboek over Energie-efficiëntie van 2005 vermeldt dat met behulp van technologie die vandaag reeds beschikbaar is, het mogelijk is om op een kostenefficiënte manier ongeveer 20% van ons energieverbruik te besparen door een verbetering van de energie-efficiëntie. Verschillende richtlijnen werden aangenomen om ervoor te zorgen dat, indien volledig uitgevoerd, grote delen van dit enorm besparingspotentieel aangeboord kunnen worden. Onder deze richtlijnen tellen we de richtlijn betreffende de energieprestatie van gebouwen van 2002, de richtlijn inzake de bevordering van warmtekrachtkoppeling van 2004, de eco-de-

signrichtlijn van 2005 en de richtlijn rond energie-efficiëntie bij het eindgebruik en energiediensten van 2006, naast verschillende richtlijnen rond energielabeling. Daarnaast werden met sommige sectoren minimumefficiëntienormen afgesproken en in overeenkomsten vastgelegd. De effecten van de implementatie van deze richtlijnen in de lidstaten zijn niet onmiddellijk zichtbaar, ze hebben tijd nodig om ten volle te “renderen”, maar er wordt verwacht dat ze, eenmaal volledig operationeel, aanzienlijke resultaten zullen opleveren gezien energie-efficiëntieprogramma’s samengaan met een juistere inschatting van de reële kosten van energie, waardoor rationele economische agenten energie-efficiëntere oplossingen zullen verkiezen. In dit scenario wordt dan ook verondersteld dat het energie-efficiëntiebeleid nauwgezet wordt toegepast binnen de lidstaten. Nuttige energie (energiediensten zoals verlichting, verwarming, beweging, communicatie) wordt aangeleverd op een meer efficiënte manier die volgt op keuzes van de consumenten die op hun beurt gebaseerd zijn op de waargenomen kosten die de voordelen van energie-efficiëntie beter reflecteren. Energieverbruikers verbeteren met andere woorden hun indruk van de energiekosten waardoor ze kiezen voor meer kosten- en energie-efficiënte oplossingen in hun aankoop- en investeringsbeslissingen. Daarbij komt nog dat de energie-uitrusting iets betere efficiëntie-eigenschappen bezit (vergeleken met het referentiescenario) door efficiëntiestandaarden die de minst energie-efficiënte goederen uit de markt verdringen. Verbeteringen bij het bouwen leiden tot aanzienlijke winsten in isolatie en lagere energiebehoeften. Naast deze verwezenlijkingen aan de vraagzijde worden er ook verbeteringen verondersteld aan de aanbodzijde door het ondersteund gebruik van warmtekrachtkoppeling en een snellere technologische evolutie waardoor meer efficiënte machines op de markt komen op lange termijn.

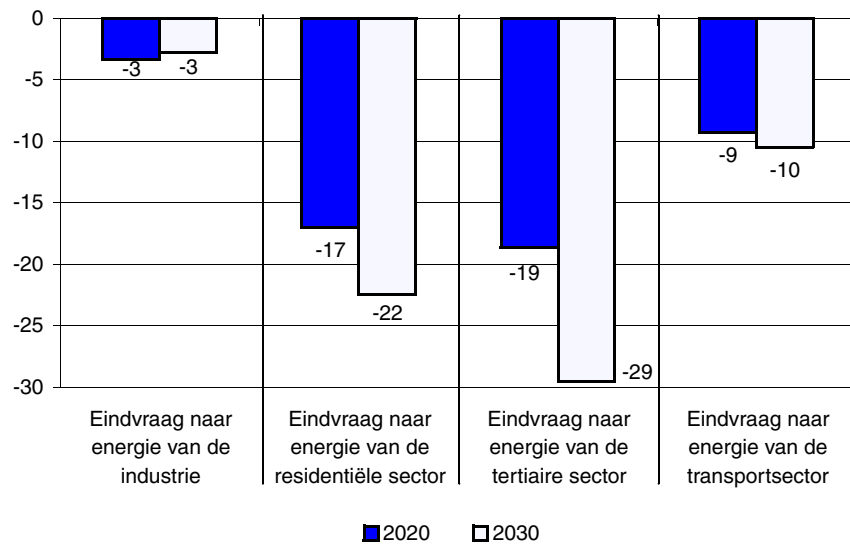
Dit scenario past dus niet volledig binnen het plaatje van de reductiescenario’s zoals beschreven in deel IV.B of IV.C. In die scenario’s worden emissiereducties bereikt door het in rekening brengen van het huidige gedrag van de economische agenten (via actualiseringspercentages, cfr. deel II.A.7) en van hun reactie via prijsmechanismen: een koolstofwaarde wordt geïntroduceerd in het systeem waardoor de prijzen voor energie stijgen. De economische agenten wijzigen hun gedrag hierop zodanig dat het vooropgestelde reductie-objectief bereikt wordt¹. In het efficiëntiescenario wordt op voorhand geen doelstelling vastgelegd, het integreert enkel de verschillende Europese richtlijnen inzake efficiëntie en gaat ervan uit dat er wordt voldaan aan wat in die richtlijnen wordt gestipuleerd. Technisch gebeurt dit door een relaxatie van de actualiseringspercentages van de verschillende agenten waardoor hun perceptie van de kosten voor energie wijzigt en ze sneller zullen overgaan tot kosten- en energie-efficiënte aankopen.

2. Eindvraag naar energie

Het voornaamste doel van de energie-efficiëntiemaatregelen is om de vraag naar energie om te buigen. In de eerste plaats zal dit *energie-efficiëntiescenario* (kortweg, *effi-scenario*) dan ook een invloed hebben op de finale eindvraag naar energie. Deze valt in 2020 maar liefst 10 % lager uit dan in het referentiescenario, in 2030 is dit 13 % lager. Figuur 55 toont de invloed van dit scenario op de 4 sectoren. Hieruit blijkt dat vooral huishoudens en de tertiaire sector hun finaal verbruik inperken, terwijl de transportsector en vooral de industrie dit veel minder doen.

1. Voor een meer gedetailleerde beschrijving wordt doorverwezen naar bijlage F.

FIGUUR 55 - Indicatoren van de finale vraag naar energie voor het effi-scenario, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

Huishoudens en de tertiaire sector worden het sterkst geïmponeerd door de focus van het efficiëntiebeleid op gebouwen, op vraagbeheersing en op de labelling van elektrische apparatuur. De structuur van het energieverbruik van de gezinnen en de tertiaire sector is bovendien erg gelijkaardig gezien het merendeel van het verbruik plaatsgrijpt binnen gebouwen en eenzelfde doel dient: verwarming, koeling, verlichting, koken en randapparatuur.

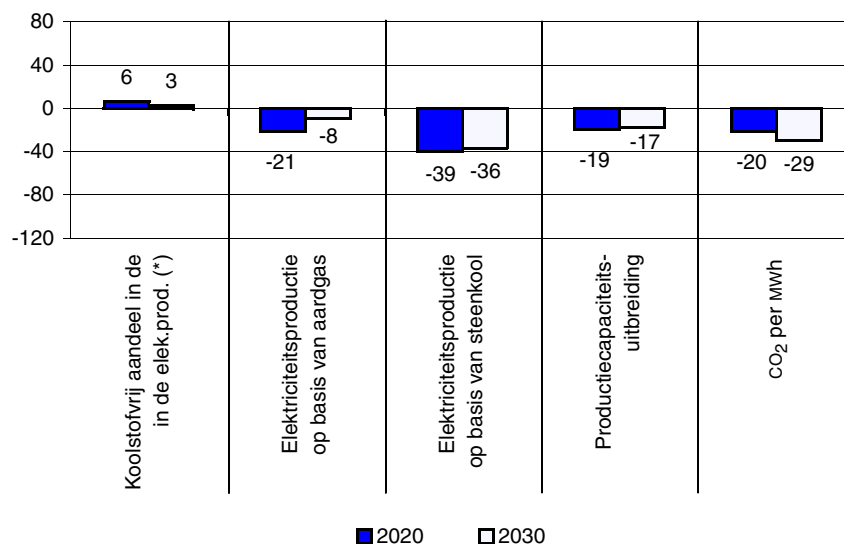
Voor transport merken we een daling van de finale vraag ten opzichte van het referentiescenario met 9 % in 2020 en met 10 % in 2030. Deze daling is toe te schrijven aan de ingebruikname van efficiëntere nieuwe voertuigtechnologieën, gecombineerd met een verbeterd inschatten van de kosten door de gebruikers. Het feit dat de impact van het *efficiëntiescenario* kleiner is voor deze sector dan voor de twee voorgaande heeft te maken met het feit dat in het referentiescenario al heel wat transportefficiëntiemaatregelen vervat zitten, met name de ACEA-akkoorden en een deeltje biobrandstof. Het aandeel van biobrandstof in het *effi-scenario* is evenwel lichtjes hoger dan in het referentiescenario (6,8 % in 2020 en 8,7 % in 2030 vergeleken met 6,4 % en 8,0 % respectievelijk in het referentiescenario).

Ook de industrie lijkt minder “getroffen” door dit scenario, wat te verklaren is door het feit dat heel wat energie-intensiteitsverbeteringen reeds opgetekend werden in het referentiescenario (de energie-intensiteit duikt met 35 % naar beneden in het referentiescenario in de periode 2000-2030). Bovendien wordt in dit scenario niets aan de macro-economische aannames gewijzigd (deze zijn dezelfde als in het referentiescenario), waardoor een overgang naar minder energie-intensieve industrieën niet mogelijk is. Wat wel mogelijk is, is de overschakeling naar meer efficiënte productieprocessen.

3. Elektriciteitsproductie

Ook de productie van elektriciteit ondervindt een invloed.

FIGUUR 56 - Aantal elektriciteitsproductiegerelateerde indicatoren voor het *effi*-scenario, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

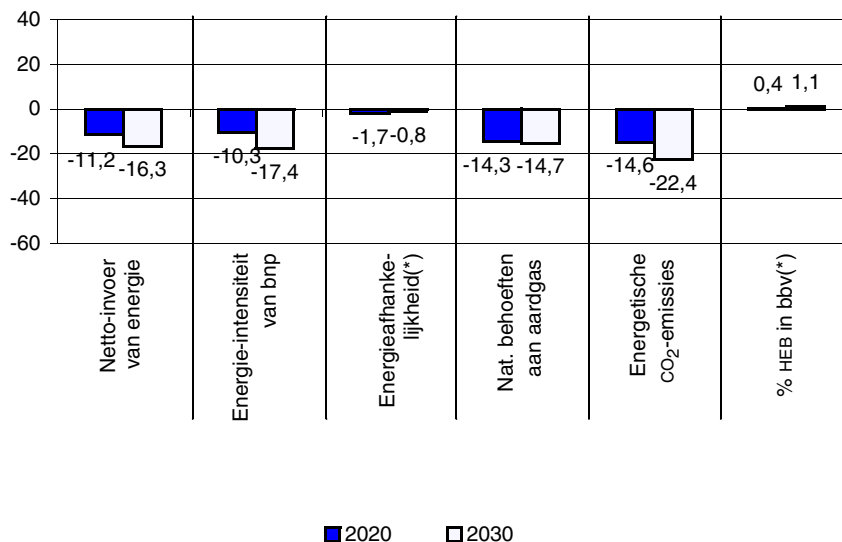
(*): uitgedrukt in procentpunten.

Van alle bestudeerde scenario's kent het *effi*-scenario de laagste groei in verbruik van elektriciteit: deze groeit jaarlijks slechts met gemiddeld 0,4 % aan tussen 2000 en 2030. Gezien de vraag naar elektriciteit significant lager ligt dan in het referentiescenario (-12 % in 2020, -18 % in 2030) krimpt ook de productie van elektriciteit, waardoor de productiecapaciteit minder sterk dient uitgebreid te worden. Bovendien worden op lange termijn efficiëntere productietechnologieën ingezet: de totale efficiëntie van de productiesector bedraagt 59 % in 2030 ten opzichte van 53 % in het referentiescenario. Deze twee fenomenen leiden ertoe dat minder brandstof nodig is om elektriciteit aan te maken (vandaar de daling in de benodigde hoeveelheid gas en steenkool), terwijl anderzijds het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen aan terrein wint (in 2030 bedraagt dit 14,8 % tegenover 11,8 % in het referentiescenario, of 3 procentpunten verschil). Dit laatste is te wijten aan de promotie van het gebruik van WKK dat zowel draait op aardgas als op biomassa en dat zowel efficiënt is (door de koppeling van productie van stoom en elektriciteit) als een gunstig effect heeft op de uitstoot van de sector. De verhoging van het aandeel van HEB is dus toe te schrijven aan de verhoogde inzet van biomassa; de elektriciteitsproductie op basis van de andere HEB is vergelijkbaar met het referentiescenario. De sterke daling van het steenkoolverbruik en een verhoogd gebruik van WKK gecombineerd met andere efficiëntere productietechnologieën op lange termijn dragen bij tot een daling van de CO₂-uitstoot per geproduceerde MWh.

4. Primaire energievraag en energiebevoorrading

Wijzigingen geïnitieerd in de finale vraag naar energie en in de elektriciteitsproductie hebben eveneens een effect op de primaire-energiebehoeften.

FIGUUR 57 - Aantal primaire-energiegerelateerde indicatoren voor het efficiëntiescenario, evolutie, verschil t.o.v. het referentiescenario (%)



Bron: PRIMES.

(*): uitgedrukt in procentpunten.

De primaire-energiebehoeften zijn een stuk lager vergeleken met het referentiescenario: in 2020 liggen ze 10 % onder het niveau behaald in het referentiescenario, in 2030 loopt het verschil al op tot -17 %. Alle energievormen moeten inboeten aan verbruik, maar de grootste vraagdaling wordt genoteerd voor steenkool, gevolgd door aardgas. Gezien beide energievormen geïmporteerd dienen te worden, heeft dit een repercussie op de netto-invoer van energie en op de invoerafhankelijkheid. Deze daling in verbruik is te wijten aan de daling van de eindvraag naar energie, de vertraging in de groei van de vraag naar elektriciteit (0,4 % per jaar over de periode 2000-2030 ten opzichte van 1,0 % in het referentiescenario) en het verhoogd gebruik van WKK-centrales voor de productie van elektriciteit en stoom. Het aandeel van HEB in de primaire energievraag in 2030 ligt 1,1 procentpunt hoger dan in het referentiescenario. De combinatie van een lagere energievraag en een sterke afname van het gebruik van steenkool in de elektriciteitssector resulteren in significant lagere CO₂-emissies. Ten opzichte van 1990 bevinden de CO₂-emissies van energetische aard zich ongeveer 6 % lager in 2020, in 2030 liggen ze grosso modo 3 % hoger. In vergelijking met het referentiescenario komt dit neer op respectievelijk -15 % en -22 % voor de twee jaren.

5. Totale en sectorale emissies

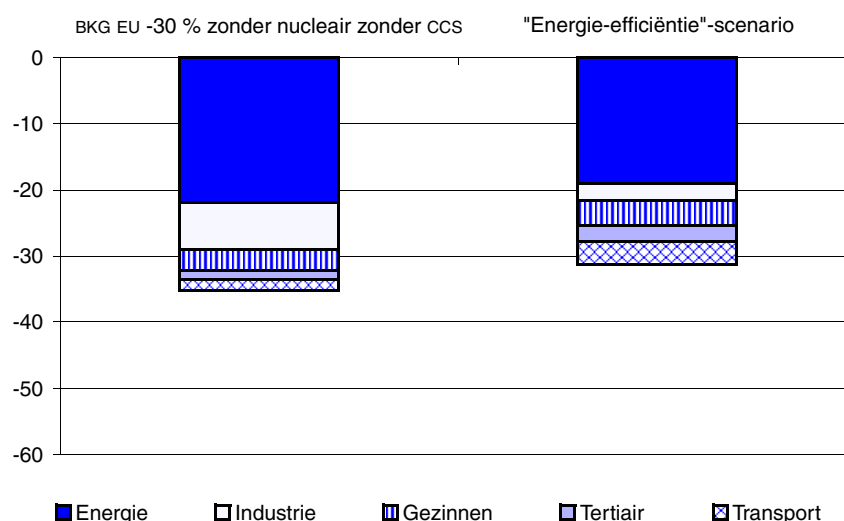
De optiek die gekozen werd om het *effi-scenario* op te bouwen, wijkt sterk af van deze die gevolgd werd om de overige alternatieve scenario's uit te tekenen en die in de secties IV.B en IV.C uit de doeken werd gedaan. In de eerste optiek wordt vertrokken van een geheel van beleidsmaatregelen, waarna een evaluatie wordt gemaakt van hun impact op het energieverbruik en de -productie en de CO₂-emissies van energetische oorsprong. In de tweede uitgangspositie vertrekt men van een emissiereductiedoelstelling en bestudeert men vervolgens de wijzigingen in het systeem om de doelstelling te behalen tegen de laagste kosten.

Afhankelijk van het scenario kunnen er dus erg tegengestelde effecten verwacht worden op het vlak van de totale CO₂-emissies van energetische oorsprong. Om beter de verschillen tussen de twee optieken te onderstrepen, is het interessant om de twee scenario's die het meest op elkaar lijken wat betreft de energetische CO₂-emissies in 2030, te vergelijken door een sectorale uitsplitsing door te voeren van de emissiereducties ten opzichte van het referentiescenario. Het alternatieve scenario dat het dichtst aanleunt bij het *effi-scenario* is het scenario waarbij de broeikasgasemissies van de Europese Unie met 30 % worden verminderd in 2030 ten opzichte van 1990 en waarbij geen kernenergie of CCS ingezet kunnen worden (*BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS*).

In het *effi-scenario* liggen de CO₂-emissies van energetische oorsprong in 2030 3 % hoger dan in 1990, terwijl zij in het scenario *BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS* 1 % onder het niveau van 1990 liggen. Ten opzichte van het referentiescenario in 2030 bedragen de emissiereducties in absolute termen respectievelijk 31 Mt en 35 Mt en in relatieve termen 22 % en 25 %.

Figuur 58 vergelijkt de bijdrage van de verschillende sectoren aan de totale reducties die in elk van beide scenario's worden verwezenlijkt.

FIGUUR 58 - Bijdrage van de verschillende sectoren aan de CO₂-emissiereductie in 2030, vergelijking tussen types scenario's, verschil t.o.v. het referentiescenario (Mt)



Bron: PRIMES.

Energie = elektriciteits- en stoomproductie en andere sectoren van transformatie van energie (raffinaderijen, etc.).

Het eerste opvallende verschil situeert zich binnen de industrie. De emissiereducties die gerealiseerd worden in het *effi-scenario* zijn nagenoeg drie keer kleiner dan de reducties die in het andere scenario onder invloed van de koolstofwaarde worden behaald. Dit verschil komt hoofdzakelijk van de ijzer- en staalindustrie waar de koolstofwaarde ervoor zorgt dat het geïntegreerde procédé (dat steenkool verbruikt) in grote mate wordt vervangen door het elektrostaalprocédé. Dat substitutie-effect waarvan geen melding in de beleidsmaatregelen van het *effi-scenario* heeft een erg grote impact op de CO₂-emissies van de industrie.

De overige emissiereducties die gerealiseerd worden in de andere sectoren van de eindvraag zijn dan weer groter in het *effi-scenario* dan in het scenario *BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS*. Het grootste verschil is terug te vinden in de transportsector (verschil van ongeveer 2 Mt, tegenover minder dan 1 Mt bij de gezinnen en de tertiaire sector), wat toe te schrijven is aan het verschil in gesimuleerde of resulterende maatregelen in elk van beide scenario's. In het scenario *BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS* zijn de emissiereducties uitsluitend het gevolg van de reactie van deze sector op de prijsverhogingen door de implementatie van de koolstofwaarde. Bij ongewijzigd gedrag is die reactie nochtans vrij beperkt wegens de hoge belastingen en een vrij zwakke prijselasticiteit. In het *effi-scenario*, daarentegen, wordt ingespeeld op de gedragsvariabelen om de transportgebruiker gevoeliger te maken voor de prijschommelingen¹ en het gebruik van efficiëntere voertuigen aan te moedigen. Bovendien wordt ex ante het aandeel van de biobrandstoffen in dit scenario verhoogd.

De emissiereducties in de energiesector (die door de elektriciteitssector wordt gedomineerd), ten slotte, zijn iets minder groot in het *effi-scenario* (verschil van 2,8 Mt). Het is echter niet zozeer het verschil in reducties, maar eerder het verschil in middelen om het doel te bereiken dat ons iets langer doet stilstaan bij deze sector. De berekende verminderingen in het *effi-scenario* hebben als belangrijkste oorsprong bezuinigingen op elektriciteit in de sectoren van de eindvraag in combinatie met de ontwikkeling van warmtekrachtkoppeling op basis van aardgas en biomassa. De elektriciteitsbesparingen hebben als gevolg dat de elektriciteitsproductie op basis van steenkool en, in mindere mate, op basis van aardgas (als gevolg van de bijkomende uitbreiding van de WKK-centrales) daalt en zo de emissies van de sector mee naar beneden trekken.

De emissiereducties van de elektriciteitssector in het scenario *BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS* daarentegen zijn het resultaat van de implementatie van de koolstofwaarde en komen in de allereerste plaats voort uit de eliminatie van steenkool voor de elektriciteitsproductie en uit de snelle ontwikkeling van de hernieuwbare energiebronnen. De vermindering van de elektriciteitsvraag speelt ook een rol, maar die rol weegt veel minder door dan in het *effi-scenario*.

Een andere manier om de hierboven vermelde verschillen te bekijken, bestaat erin de evolutie van de emissies van de vier sectoren van de eindvraag op te splitsen in de componenten 'koolstofintensiteit', 'energie-intensiteit' en 'activiteit' (cfr. IV.B.2 en IV.C.2).

1. Het gaat hier om de prijschommelingen als gevolg van de evolutie van de internationale olie-prijzen tijdens de projectieperiode.

TABEL 29 - Verklarende factoren voor de evolutie van de energetische CO₂-emissies in de sectoren van de eindvraag, vergelijking tussen types scenario's (gemiddelde jaarlijkse groeivoet 2000-2030, %)

	Referentiescenario	BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS	Effi-scenario
Industrie			
CO ₂	-0,7	-1,9	-1,1
CO ₂ /E	-0,7	-1,4	-1,0
E/TW	-1,4	-1,9	-1,5
TW	1,4	1,4	1,4
Tertiair			
CO ₂	0,8	0,3	-0,2
CO ₂ /E	-0,3	-0,4	-0,1
E/TW	-0,9	-1,3	-2,1
TW	2,0	2,0	2,0
Gezinnen			
CO ₂	-0,3	-0,9	-1,1
CO ₂ /E	-0,5	-0,7	-0,4
E/Beschikbaar inkomen	-1,4	-1,8	-2,3
Beschikbaar inkomen	1,6	1,6	1,6
Transport			
CO ₂	0,3	0,1	-0,1
CO ₂ /E	-0,2	-0,2	-0,3
E/bbp	-1,4	-1,6	-1,7
bbp	1,9	1,9	1,9

Bron: PRIMES.

E = eindvraag naar energie.

TW = toegevoegde waarde.

Bovenstaande tabel toont duidelijk de mechanismen die in werking zijn in de verschillende types scenario's: actie voornamelijk gericht op energie-efficiëntie in het effi-scenario, dit scenario wordt in feite gekenmerkt door een sterke duik van de energie-intensiteit; actie gericht op de internalisering van de koolstofwaarde in het scenario *BKG EU -30 % zonder nucleair zonder CCS*, met als gevolg eveneens een daling in de energie-intensiteit, maar ook in de koolstofintensiteit van het energieverbruik.

Box 2: Vergelijking effi-scenario met het scenario met aanvullende maatregelen (FPB, 2006a)

Ook in de studie voor Minister Tobback (FPB, 2006a) wordt een scenario besproken waarin verder doorgedreven efficiëntie maatregelen, met name in de isolatie van gebouwen en in de transportsector, gesimuleerd worden (het *EUpk15am*-scenario, cfr. p. 87 en volgende van het rapport). In dit scenario wordt de impact nagegaan van een aantal extra maatregelen in enkele welbepaalde sectoren die een bijkomende reductie bovenop een -15 % vermindering van broeikasgassen op Europees niveau in 2020 ten opzichte van 1990 bewerkstelligen.

Voornaamste lessen die uit de analyse van dit scenario getrokken kunnen worden, is dat de dalingen in de finale vraag naar energie ten opzichte van het referentiescenario vergelijkbaar zijn met deze genoteerd in het *effi-scenario* voor de verschillende sectoren, maar dat in het *EUpk15am*-scenario de daling in de finale vraag voor transport veel signifikanter is dan in het *effi-scenario* (respectievelijk -17,3 % in 2020 en -25,3 % in 2030 in het *EUpk15am*-scenario en -9,2 % en -10,4 % in het *effi-scenario*). Dat is voornamelijk te wijten aan de meer doorgedreven veronderstellingen op het vlak van transport in het *EUpk15am*-scenario (sterke daling van de transportactiviteit, modal shift, belangrijke verhoging van de energie-efficiëntie van voertuigen, wijziging in de energiemix).

Wat elektriciteit betreft, daalt de vraag naar elektriciteit minder in het *EUpk15am*-scenario dan in het *effi-scenario* (-5 % in 2020 en -12 % in 2030 ten opzichte van respectievelijk -12 % en -18 %) gezien de aanvullende maatregelen zich niet specifiek richten op die energievorm. De CO₂-emissies in de elektriciteitssector dalen aanzienlijk, in 2020 met een derde, in 2030 met bijna de helft vergeleken met het referentiescenario (in het *effi-scenario* zijn de dalingen minder groot, met name -24 % en -36 % omdat dit scenario geen koolstofwaarde implementeert om steenkool te laten verdwijnen en het gebruik van aardgas te verminderen).

De invloed op het bruto binnenlands verbruik blijft niet achter: in 2030 is dit 19 % lager in het *EUpk15am*-scenario dan in het referentiescenario. De netto-invoer van energie daalt sterk: ten opzichte van het referentiescenario wordt een vijfde minder ingevoerd op het einde van de projectieperiode. De invoerafhankelijkheid is eveneens kleiner: ongeveer 4 procentpunten lager in 2020 en 2030 vergeleken met het referentiescenario. Het aandeel HEB in de primaire energievraag ligt 5 procentpunten hoger in 2030, hoofdzakelijk door de grote inspanningen op het vlak van wind. De totale CO₂-emissies liggen in 2020 13 % onder het niveau behaald in 1990, in 2030 is dit nog 9 %. Vergeleken met het referentiescenario zijn de CO₂-emissies -21% in 2020 en -31 % in 2030 lager.



Uitdagingen voor het Belgische energiebeleid

Het onderzoek en de analyse van de energiestenari'o's voor België tegen 2030 bieden een inzicht in de uitdagingen waarmee het Belgische energiebeleid in een tijdperk van klimaatverandering geconfronteerd wordt. Deze uitdagingen zijn talrijk, onderstaande vragen illustreren er enkele:

- Hoe milieu (en, meer bepaald, de strijd tegen klimaatverandering) verzoenen met de bevoorradingszekerheid van energie?
- Hoe het hoofd bieden aan risico's van onderinvestering en aan bepaalde risico's verbonden met specifieke energietechnologieën?
- Hoe het Belgische energiebeleid integreren in een Europese en wereldcontext?
- Hoe de technologische en gedragswijzigingen motiveren die de overgang naar een betrouwbaar energetisch systeem verzekeren dat bovendien het milieu respecteert terwijl de economie van het land daar zo weinig mogelijk nadeel van ondervindt?

In het eerste deel van dit hoofdstuk worden de energie-uitdagingen beschreven waarmee België te kampen zal krijgen in de volgende 20 jaar en voor dewelke onze verkennende analyse een toelichting kan bieden.

De uitwerking van de energiestenari'o's is slechts één stap in het beslissingsproces voor een toekomstig energiebeleid. Grote vragen blijven vandaag echter bestaan over de mechanismen die de evolutie van de energiemarkten dicteren, over de beste hefboomen voor de overheid om aan de toekomstige uitdagingen het hoofd te bieden en over de economische efficiëntie van de verschillende instrumenten van het energiebeleid. Dit in het achterhoofd houdend, stelt het tweede deel van dit hoofdstuk een (niet-exhaustieve) lijst op van vragen die bijkomend onderzoek en complementaire studies noodzaken om deze analyse verder uit te diepen.

A. Toelichting

1. De bevoorradingszekerheid

De toekomstanalyse die in de vorige hoofdstukken uit de doeken werd gedaan, belicht slechts enkele facetten van de bevoorradingszekerheid van energie. Zo is de permanente onderbreking in de levering van een energievorm wegens uitputting meegenomen in de analyse. De bevoorrading van olie en aardgas op het Belgisch grondgebied wordt immers bepaald door rekening te houden met de be-

schikbare wereldreserves en met de vraag in de andere regio's van de wereld. In feite hangt de levering af van de internationale prijzen van olie en aardgas die resulteren uit het evenwicht tussen vraag en aanbod op wereldschaal. Vervolgens worden de vereiste investeringen in de elektriciteitssector om de groei van de elektriciteitsvraag bij te benen of om verouderde elektriciteitscentrales te vervangen, geëvalueerd en in rekening gebracht in de resultaten. De problematiek van de tijdelijke leveringsonderbrekingen¹ en van onvoorziene fluctuaties van de energieprijzen waarvan de gevolgen voor de consument en de economie in het algemeen belangrijk kunnen zijn, vallen daarentegen buiten het kader van onze studie.

Het facet dat het best onderzocht werd op het kwantitatieve vlak is de energetische afhankelijkheid van België, één van de indicatoren van de bevoorradingszekerheid gelinkt met de invoer. Deze indicator meet het aandeel van de invoer van energie² in het totale energieverbruik van het land.

De energievoorzichten voor het referentiescenario tonen een voortdurend toenemende energetische afhankelijkheid over de tijd. Onze afhankelijkheid van energie-invoer groeit gestaag aan van 78 % in 2000 naar 95 % in 2030. Deze evolutie is te wijten aan de uitdoving van de kerncentrales, aan de stijging van het verbruik van fossiele energie (België beschikt over geen enkele fossiele bron op haar grondgebied sinds de sluiting van de steenkoolmijnen in de jaren '90) en aan de gematigde bijdrage van de hernieuwbare energiebronnen in de energiemix.

Wanneer men een beperking op de CO₂- of broeikasgasemissies oplegt, heeft het Belgisch energiesysteem eveneens te kampen met problemen van bevoorradingszekerheid van energie. In de reductiescenario's zonder kernenergie gaat het niet enkel over de bevoorrading van aardgas als brandstof voor verwarming of industrie, maar gaat het ook over onze bevoorradingszekerheid van elektriciteit. Voor aardgas weten we dat de reserves in Europa onvermijdelijk slinken en dat België en de Europese Unie meer en meer afhankelijk worden van verder afgelegen bronnen die bovendien gesitueerd zijn in zones die blootstaan aan geopolitieke risico's. In deze scenario's hebben de Europese integratie en de goeie werking van de markten voor aardgas en elektriciteit net zoals een Europees energiebeleid om, onder andere, te kunnen dialogeren met de productielanden met één en dezelfde stem zeker een betekenis en zijn zelfs cruciaal. Zonder deze aanpak riskeert de kans op een onderbreking van het energiesysteem enorm te zijn, net zoals de gevolgen op economisch vlak. Dezelfde politieke bereidheid is eveneens noodzakelijk indien, om een te grote afhankelijkheid van aardgas te vermijden, de elektriciteitssector grote hoeveelheden van elektriciteit gaat invoeren. In de reductiescenario's met kernenergie is het Belgisch energiesysteem eveneens meer afhankelijk dan vroeger van de invoer van aardgas, maar het aandeel van elektriciteit is minder kwetsbaar dan in de scenario's zonder kernenergie, want het aardgasaandeel is er kleiner (de elektriciteitsproductie in de kerncentrales vertegenwoordigt de helft van de totale productie van elektriciteit).

1. Ook de betrouwbaarheid van het energiesysteem genoemd.
2. Om deze indicator juist weer te geven, moet aangestipt worden dat volgens de conventies van Eurostat de invoer van uranium bestemd voor de kerncentrales niet opgenomen is in de invoer van energie. Hetzelfde geldt voor de invoer van biomassa.

2. Kernenergie

De energievoorzichten in de reductiescenario's met nucleair (in praktijk hangt deze keuze vooral af van een beslissing op politiek niveau) doen daarentegen andere vragen rijzen die specifiek zijn voor deze energievorm. Van deze vragen onthouden we niet alleen de publieke aanvaarding, de veiligheid van productie-eenheden waarvan de levensduur verlengd is tot buiten de functioneringstermijn die initieel voorzien was, het beheer van zeer lange brandstofcycli, het risico op ongevallen tijdens de ganse brandstofcyclus en de ongewenste verspreiding van nucleaire onderdelen, maar ook de financiering van specifieke risico's¹, financiering voor dewelke de best mogelijke garanties zowel door de producenten als door de overheid gegeven moeten worden.

De terugkeer van kernenergie is dus niet alleen bij machte om de Belgische afhankelijkheid van aardgas te verminderen, de resultaten van onze analyse tonen bovendien aan dat een dergelijke terugkeer de kosten opgelopen door een beperking op de CO₂-emissies kan doen dalen. In feite leidt de nucleaire optie tot lagere productiekosten dan deze van een centrale op aardgas of steenkool voor de basisproductie, aangezien de productiekosten de brandstofprijzen omvatten en de prijzen van de fossiele energiebronnen (zoals aardgas en steenkool) de koolstofwaarde integreren. De evolutie van de elektriciteitsprijzen zou dan ook nauwkeurig moeten opgevolgd worden om na te gaan of de daling van de productiekosten wel degelijk vertaald wordt in een daling van de prijzen betaald door de eindverbruiker, rekening houdend met de Europese context van opening en integratie van de elektriciteitsmarkten.

3. Hernieuwbare energiebronnen

Het potentieel van de hernieuwbare energiebronnen in België is relatief beperkt en hun marginale kost stijgt snel. Hun ontwikkeling is nochtans toe te juichen wanneer men denkt aan de diverse voordelen die deze energiebronnen genereren in termen van energie-onafhankelijkheid, broeikasgasemissies en lokale economische ontwikkeling (werkgelegenheid, know-how). De energievoorzichten voorgesteld in deze Planning Paper tonen een constante toename van de hernieuwbare energiebronnen, vooral voor de productie van elektriciteit, en zelfs een niet onaanzienlijk aandeel in de energiemix wanneer een beperking op de emissies wordt ingevoerd.

Een dergelijke ontwikkeling veronderstelt zeer zeker een politieke bereidheid om de risico's van publieke aanvaarding te matigen en om de best mogelijke integratie van de intermittente bronnen (wind, zon) in het Belgisch elektrisch systeem te verzekeren in een bredere Europese context. Een dergelijke politieke bereidheid is des te meer noodzakelijk aangezien bij gelijkblijvende productie de hernieuwbare energiebronnen over het algemeen tot grotere investeringen (in MW) in productiecapaciteit en een hogere bezetting van het grondgebied leiden dan wanneer de elektriciteitsproductie gegenereerd wordt door fossiele energiebronnen.

1. Marktrisico's, risico's van publieke aanvaarding en van ver in de tijd verwijderde kosten (cfr. PP95 (Gusbin en Hoornaert, 2004) p. 74).

4. Opvang en opslag van koolstof (CCS)

Wanneer in België een beperking wordt ingesteld op de CO₂-emissies, demonstre- ren de resultaten van de alternatieve scenario's de voordelen van de technologie van opvang en opslag van koolstof in termen van energiediversificatie en reduc- tiekosten. Deze technologie laat toe om steenkool te behouden voor de productie van elektriciteit en zo een te grote afhankelijkheid van aardgas van deze sector te omzeilen. Door toepassing van CCS kunnen bovendien relatief duurdere reduc- ties in de elektriciteitssector of in de sectoren van de eindvraag vermeden worden.

Hoewel de technologie van opvang en opslag van koolstof beloftevol is en de waaier van reductieopties voor de CO₂-emissies verbreedt, kunnen toch niet alle landen of regio's van de wereld van dezelfde opportuniteiten van ontwikkeling genieten, aangezien deze sterk afhangen van de mogelijkheden van stockage op het eigen territorium of in de buurlanden (de reserves van de Noordzee inbegre- pen). Ondanks het feit dat de mogelijkheden in België nogal beperkt zijn, zouden toch één of meerdere pilootprojecten in overweging moeten genomen worden. Om dit te realiseren, heeft ons land er alle voordeel bij om actief deel te nemen aan de onderzoeks- en ontwikkelingsinspanningen ondernomen in een Europese context. Deze inspanningen moeten de talrijke uitdagingen die deze technologie stelt, dekken, en dit niet enkel op technisch en economisch vlak, maar ook juri- disch, en dit zonder de veiligheidsaspecten uit het oog te verliezen.

5. De beheersing van het energieverbruik

De energievoorzichten opgesteld voor het referentiescenario tonen een vertra- ging van de groei van de energiebehoeften van ons land die te wijten is aan structurele wijzigingen in onze economie, de stijging van de reële energieprijzen en de verbetering van de energie-efficiëntie van de uitrusting van de energiepro- ducenten en -consumenten. Ondanks een steeds duidelijkere ontkoppeling van de economische groei en het energieverbruik over de periode 2000-2030 blijft het tempo van de groei en de structuur van onze energiebehoeften onverenigbaar, in het referentiescenario, met de CO₂-emissiereducties die noodzakelijk zijn in het kader van het Europese beleid voor de klimaatverandering.

De alternatieve scenario's die in deze Planning Paper bestudeerd werden, tonen het belang aan om dieper in te gaan op de beheersing van het energieverbruik om de vooruitzichten voor de broeikasgasemissies om te buigen. In de voorgestelde emissiereductiescenario's (cfr. deel IV.B en IV.C) resulteert de daling van de ener- gievraag uit mechanismen van relatieve prijzen die in feite de kost weergeven van de beperking op de emissies (de koolstofwaarde) in een gegeven en gekende context van technologieën en sociologische gedragingen. De wijziging van de re- latieve prijzen van energie leidt ertoe dat de economische agenten onder andere hun verspillingen en de vraag naar producten en diensten die veel koolstof be- vatten aan banden leggen. Nochtans bewijzen de resultaten eveneens dat een prijssignaal op zich niet in staat is om het bewezen potentieel aan energiebespa- ringen in de verschillende sectoren van onze economie volledig aan te boren. Gedragsparameters spelen in deze ook een belangrijke rol.

De uitdaging voor het beleid bestaat er dan in om adequate beleidsmaatregelen uit te werken om, enerzijds, de obstakels en marktimperfecties die een efficiënt gebruik van energie belemmeren en de prijssignalen verhinderen om correct te functioneren uit de weg te ruimen en om, anderzijds, de consument aan te zetten tot een lager energieverbruik. De effectieve implementatie en de geschiktheid van de beleidsmaatregelen moet regelmatig geëvalueerd worden, een ex-post controle van hun efficiëntie moet ondernomen worden en, indien nodig, moeten de huidige maatregelen vervangen of versterkt worden door alternatieve acties.

B. Pistes voor toekomstig onderzoek

De lange-termijnenergievooruitzichten voor België werpen een licht op de uitdagingen voor het Belgisch energiebeleid in een klimaatcontext, maar zetten tegelijkertijd pistes voor toekomstig werk in de verf. Dit toekomstig werk is interessant omdat het een toegevoegde waarde voor en zelfs een onontbeerlijke aanvulling op het werk dat hier reeds verricht is, kan bieden.

Van deze pistes lijken ons enkele van bijzonder belang met betrekking tot de voorstellen van de Europese Commissie voor een ambitieus energiebeleid voor Europa (januari 2007) en tot hun gevolgen voor ons land. Ze worden hieronder beschreven.

Tegen een horizon van 15 of 25 jaar (2020-2030) is het weinig waarschijnlijk dat we beroep kunnen doen op nieuwe technologieën die arm zijn aan koolstof of zeer efficiënt op het vlak van energie om de benodigde emissiereducties te verwezenlijken. Deze periode moet daarentegen in het werk gezet worden om onderzoeks- en ontwikkelingsinspanningen voor beloftevolle technologieën (brandstofcellen, CCS, etc.) te ondernemen of verder te zetten, maar ook en vooral om de potentiële van reeds mature technologieën op commercieel vlak (warmtekrachtkoppeling, on- en offshore wind, zeer efficiënte huishoudapparaten, isolatie van gebouwen, etc.) op een zo efficiënt mogelijke manier te concretiseren.

Wanneer een beperking op de CO₂-emissies wordt ingesteld, winnen de hernieuwbare energiebronnen in het Belgisch energetisch systeem aan belang. De meest opvallende wijzigingen hebben betrekking op windenergie (on- en offshore) en biomassa voor de productie van elektriciteit en warmtekrachtkoppeling. Dit is het resultaat van een minimalisering van de productiekosten rekening houdend met het potentieel op ons territorium en met de koolstofwaarde die de fossiele energiebronnen afstraft. De evolutievooruitzichten van deze hernieuwbare energiebronnen vormen een belangrijk resultaat dat verder aangevuld dient te worden door een geheel aan werken. Om er enkele op te sommen: de technische en economische uitdagingen verbonden met de integratie van grote hoeveelheden intermitterende bronnen in het Belgisch elektrisch systeem in een Europese context, de empirische validatie van de gehanteerde leercurven, de invloed van exogene factoren die een impact kunnen hebben op het exploitatiebare potentieel of het ritme van ontwikkeling van deze technologieën (publieke aanvaarding, traagheid van goedkeuringsprocedures, capaciteit van de industrie om tegemoet te komen aan geplaatste bestellingen, beschikbaarheid en kost van biomassa, de opportuniteitskost hierbij inbegrepen), de gevolgen op het vlak van economische ontwikkeling en werkgelegenheid in België, een analyse van de economische impact van de groenestroomcertificaten en van de gegarandeerde minimumprijzen.

De vooruitzichten van energieverbruik van de tertiaire en residentiële sectoren en van de transportsector vormen eveneens een cruciaal onderwerp dat verder uitgespit moet worden door complementaire studies. Alle scenario's tonen in feite de moeilijkheid aan om de groei van het energieverbruik van transport te beheersen en om het potentieel aan energiebesparingen te verwezenlijken. Een eerste studie zou erin kunnen bestaan een kosten-batenanalyse uit te voeren van reeds in voege zijnde energie- en milieubeleidsinstrumenten (subsidies voor investeringen, belastingsverlagingen, etc.) zonder daarbij de sociale component te vergeten. Om dit naar behoren te doen, moet men kunnen beschikken over gedetailleerde gegevens over het aantal ingediende aanvragen, over de beschikbare budgetten en over de daaruit volgende dalingen op het niveau van de belastingen voor fysieke personen. Daarna en in functie van de resultaten van de eerste studie kunnen andere beleidsmaatregelen bestudeerd worden in het licht van de ervaringen van de andere lidstaten. Tussen de elementen die belangrijk zijn om te bestuderen, onthoudt men de doelmatigheid van de maatregel (of haar capaciteit om snel de verwachte energie- en milieuvoordelen te realiseren rekening houdend met hinderpalen voor gedragswijzigingen en budgettaire beperkingen van bepaalde klassen van de bevolking) en haar economische gevolgen (werkgelegenheid, openbare financiën, etc.). Vervolgens kan het opportuun zijn om te bestuderen hoe over een meer uitgestrekte tijdshorizon meer uitgesproken gedragsveranderingen onderzocht in recente studies (zie o.a. FPB, 2006a) uitgelokt kunnen worden en welke daarvan de economische gevolgen zouden zijn.

Het Belgisch klimaatbeleid schrijft zich in in het Europees klimaatbeleid en in het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake Klimaatverandering. Hierdoor kan ze beroep doen op drie types van actie: (1) de implementatie van emissiereductie maatregelen op het eigen grondgebied, (2) de deelname aan het communautair systeem voor de uitwisseling van emissierechten (EU-ETS), en (3) de toelucht tot flexibiliteitsmechanismen voorzien in het protocol van Kyoto. Nochtans worden in de alternatieve scenario's voorgesteld in deze Planning Paper de mogelijkheden van broeikasgasemissiereducties buiten Europa door gebruik te maken van de flexibiliteitsmechanismen niet onderzocht. Men kan zich dan ook terecht afvragen wat de invloed zou zijn die deze laatste zouden kunnen hebben op de evolutie van het Belgisch energiesysteem, op de reductiekosten en op de Belgische economie in het algemeen. Voor een dergelijke analyse dient men echter beroep te doen op modellen die het geheel van regio's van de wereld dekken. Zulke modellen bestaan, net zoals studies gebaseerd op deze modellen. Het zou dan ook gepast zijn om te onderzoeken in welke mate de "nationale" en "internationale" aanpakken coherent en verenigbaar zijn zodat de hier voorgestelde analyse verder verdiept kan worden. In België speelt ook de regionale dimensie voor wat het milieu betreft een heel belangrijke rol. Net daarom kan het dan ook nuttig zijn om een brug te slaan tussen de "nationale" en de "regionale" aanpak. Tenslotte is het nodig om de kosten van een beleid dat de CO₂-emissies vermindert naast de kosten te plaatsen van een beleid dat "geen actie" onderneemt, te weten de kosten die de te verwachten schade dekken van de klimaatswijziging indien niets ondernomen wordt om de gevolgen ervan in te perken. De moeilijkheid hierbij ligt in de vergelijkbaarheid van de verschillende impacten waarvan de looptijden verschillend zijn en die niet dezelfde generaties aanbelangen.



Bijlagen

A. Korte beschrijving van het PRIMES-model

Het PRIMES-model werd ontwikkeld in het kader van onderzoeksprojecten die door het Joule-programma van de Europese Commissie gefinancierd werden. Het ontwerp werd beïnvloed door de energiemodellen van de vorige generatie (EFOM, MIDAS, MEDEE). Het PRIMES-model werd ontworpen voor het maken van energieprijzen, het opstellen van scenario's en het analyseren van de impact van beleidsmaatregelen rond energie. Het gaat om een gedeeltelijk evenwichtsmodel omdat alleen rekening wordt gehouden met het energiesysteem en niet met de rest van de economie. Met het PRIMES-model kan de ontwikkeling van het aanbod, de vraag, de prijzen en uitstoot van vervuilende stoffen van de verschillende energiedragers gesimuleerd worden, gelet op het feit dat de internationale energieprijzen en macro-economische variabelen (bbp, beschikbaar inkomen, inflatie, rentevoet, enz.) exogeen ingevoerd worden. In het PRIMES-model kunnen de wijzigingen in het energieaanbod en de prijzen en de beperkingen voor de uitstoot van vervuilende stoffen op hun beurt de economische sfeer niet beïnvloeden. PRIMES is een marktmodel waarin gelijktijdig een evenwicht tussen het aanbod en de vraag gesimuleerd wordt, zowel op Europees vlak als voor de 27 landen afzonderlijk. Het evenwicht wordt bereikt wanneer de prijzen zorgen voor een adequatie van vraag en aanbod voor de verschillende energievormen. De convergentie naar een evenwicht gebeurt iteratief. Op basis van een schatting van de prijzen van de verschillende energievormen geeft PRIMES een eerste raming van de vraag. Die eerste raming van de vraag bepaalt de vereiste capaciteit en het peil van de verschillende energievormen. De keuze van de productietechnologie wordt nadien endogeen bepaald op basis van de minimalisering van de productiekosten. PRIMES berekent de productiekosten die, verhoogd met de taken, leiden tot een eerste raming van de consumptieprijzen. De prijzen worden dan vergeleken met die van de vorige iteratie en wanneer zij dicht genoeg bij elkaar liggen, stopt het convergentieproces. Zo niet, wordt er een nieuwe raming van de vraag gemaakt en gaat het terugkoppelingsproces door.

De vraag bestaat uit een reeks niet-lineaire vergelijkingen. De modelvorming van de eindvraag naar energie is van het bottom-up-type (engineering approach), maar omvat een minimalisering van de kosten van de vragers naar energie. De sectorale opsplitsing van het model is zeer fijn en er wordt rekening gehouden met 24 verschillende soorten energie. Voor de industrie is het model in 9 activiteitstakken gedesaggregeerd. In elke bedrijfstak worden verschillende subsectoren beschouwd (ongeveer 30 subsectoren in totaal, met inbegrip van recyclage) en op het niveau van de subsectoren worden naargelang het productieproces verschillende soorten energieverbruik onderscheiden (hoogovens, elektrische ovens, elektrolyse, enz.). Voor de residentiële sector worden 5 verschillende categorieën van onroerende goederen onderscheiden naargelang

de gebruikte verwarmingsinstallatie (centrale verwarming, gedeeltelijke verwarming, elektrische verwarming, stadsverwarming, afzonderlijke gasverwarming). Naast de verwarming worden nog 3 andere soorten huishoudelijk gebruik beschouwd: warm water, koken, specifiek elektriciteitsgebruik. De vraag van de gezinnen hangt van verschillende variabelen af waaronder het beschikbaar gezinsinkomen, het aantal graaddagen, het type verwarmingsinstallatie, de parameters die de staat van de technologie en de kenmerken van de woningisolatie weergeven. Binnen de tertiaire sector wordt er een onderscheid gemaakt tussen de marktsector, de niet-marktsector en de handelsdiensten. Naargelang de gebruikte technologie worden verschillende soorten energieverbruik beschouwd. Het energieverbruik van de landbouw wordt in het model afzonderlijk behandeld. PRIMES maakt een onderscheid tussen het personen- en goederenvervoer. Er worden 4 vervoersmiddelen bestudeerd (lucht-, spoor-, weg- en scheepsvervoer). Voor het reizigersvervoer over de weg wordt er een onderscheid gemaakt tussen het openbaar (bus) en het privé-vervoer (wagens, motoren). Voor wagens, vrachtwagens en bussen worden er in het model 6 tot 10 verschillende technologieën beschouwd. Voor het spoor-, lucht- en scheepsvervoer wordt er met een kleiner aantal technologieën rekening gehouden. Het totale vervoersvolume wordt bepaald door de groei van het inkomen en van het bbp. De verdeling over de verschillende vervoersmiddelen hangt af van hun relatieve prijzen, die op hun beurt beïnvloed worden door de technologie van de nieuwe investeringen en van het bestaande park.

Het energieaanbod in PRIMES bestaat hoofdzakelijk uit 3 modules voor de elektriciteits- en stoomproductie, de olieraffinage en de overige energievormen. Om tegemoet te komen aan de lastencurves van de vraag bepaalt de module voor de elektriciteits- en stoomproductie de keuze van de productieprocedures, de uitbreiding en de buitengebruikstelling van de nodige productiemiddelen en de keuze van de brandstof. Het model houdt rekening met een groot aantal technologieën voor de elektriciteitsproductie (door de verschillende technologieën, brandstoffen, omvang en statuten te combineren is een keuze uit meer dan 900 soorten centrales mogelijk). Er wordt bijzondere aandacht besteed aan de warmtekrachtkoppeling, de hernieuwbare energie en de nieuwe energievormen. De raffinaderijen werken op nationaal niveau, maar de capaciteit, de marktaandelen en de prijzen worden bepaald door de concurrentie op Europees vlak. Voor de primaire energie bepaalt het model het optimale aandeel van de invoer en van de binnenlandse productie om aan de vraag te kunnen voldoen. Het model beschouwt de wereldmarkt van aardolie als exogeen.

Centraal in het model verzekert een tarifieringsmodule het evenwicht tussen vraag en aanbod. Die module berekent het inkomen dat de sector nodig heeft (op basis van de totale kosten en andere boekhoudkundige kosten) en kent de lasten toe aan de verbruikers volgens het "Ramsey pricing"-tarifieringsprincipe. Dan wordt de verbruiksprijs afgeleid door de distributie- en vervoerskosten, de marges en de taksen op te tellen.

B. Internationale energieprijsvooruitzichten

1. Modelling van het aanbod en de prijzen van olie en aardgas in het POLES-model: voornaamste elementen van de onderliggende methodologie (bron: LEPII-EPE december 2005)

Een belangrijk aspect van het POLES-model is zijn gedetailleerde simulatiemodule voor het proces van ontdekking en exploitatie van olie- en gasvelden, dat essentieel is voor het endogene proces van bepaling van de internationale olie- en gasprijzen. In algemene termen is de logica die gevolgd wordt om het aanbod en de prijs van olie en gas te modelleren, gebaseerd op de volgende aaneenschakeling:

- De ultiem winbare reserves (URR, of Ultimate Recoverable Resources) zijn afgeleid van de USGS-ramingen (United States Geological Survey), maar worden gedurende de projectieperiode aangepast om rekening te houden met de impact van de stijgende "recovery rates" (waarvan verondersteld wordt dat zij afhankelijk zijn van de olie- en gasprijzen).
- De ontdekkingen zijn afhankelijk van de boorinspanning (eveneens afhankelijk van de olie- en gasprijzen) en de reserves zijn gelijk aan de totale ontdekkingen minus de eerdere cumulatieve productie.
- Voor alle regio's behalve de Golf is de productie afhankelijk van de reserve-productie-ratio (R/P ratio), die op haar beurt afhangt van de prijzen.
- De internationale prijzen hangen voor olie af van de mondiale R/P ratio (inclusief niet-conventionele olie), en voor gas van de regionale R/P ratio's.

In dit proces berust de drijvende exogene hypothese op de URR-raming gerealiseerd aan het begin van de simulatie. De onzekerheid hieromtrent is behoorlijk groot, zoals blijkt uit de langdurige controverse tussen 'optimisten' en 'pessimisten' over de hoeveelheden olie en gas. Het referentiescenario vertrekt van een relatief optimistische visie over de beschikbaarheid van olie en gas, nl. een waaier aan hypothesen die zich 30 % hoger situeren dan de mediaan van de USGS (waarschijnlijkheid van 50 %): het resultaat is een winbare oliereserve van zo'n 3 300 miljard vaten als startpunt van de simulatie.

Een belangrijk aspect van het POLES-model is dat het de internationale prijzen voor olie, gas en steenkool raamt gebaseerd op een expliciete beschrijving van de fundamentele eigenschappen van elke internationale markt en een gedetailleerde weergave van de beperkingen van reserves en boringen.

Voor olie berekent het model één enkele wereldprijs; de oliemarkt wordt immers niet voor niets omschreven als "één grote plas" (one great pool). Op de korte termijn hangt dit af van variaties in de mate waarin de capaciteit in de Golflanden wordt benut; op de middellange en lange termijn voornamelijk van de gemiddelde wereldreserve-productie-ratio.

De gasprijs wordt voor elke regionale markt afzonderlijk berekend; de prijs hangt af van de vraag, de binnenlandse productie en potentieel aanbod op elke markt. Op korte termijn is er enig verband met de olieprijzen, maar op langere termijn is de belangrijkste motor achter de prijs toch de schommeling in de reserve-productie-ratio van de belangrijkste leveranciers van elke grote regionale markt.

Aangezien deze ratio zowel voor aardgas als voor olie daalt, volgen de gasprijzen een opwaartse trend die op de lange termijn gelijkaardig is aan die van olie.

De steenkoolprijs wordt eveneens voor elke regionale markt geraamd en vormt een gemiddelde van de voornaamste leveranciers op elke markt, gewogen met hun marktaandeelen. Dat gemiddelde wordt afgeleid van schommelingen in de exploitatie- en bedrijfskosten (die afhankelijk zijn van de stijging van het bbp per capita en van de productiviteitscurve) en van de investerings- en vervoerskosten (beide afhankelijk van de gesimuleerde productiestijgingen, vergeleken met een "normale" uitbreiding van de productiecapaciteit).

2. De vooruitzichten voor de energieprijzen in het referentiescenario (Bron: LEPII-EPE & NTUA)

De energieprijzen zoals deze in het referentiescenario worden berekend, weerspiegelen een situatie waarin tot 2020 geen sterke aanbodbeperkingen zouden worden gevoeld. Aan het begin van de simulatieperiode weerspiegelt de daling van de olieprijs tot 45 \$/boe in 2015 een overvloedig aanbod dankzij de concurrentie tussen de voornaamste producenten. Na die datum, wanneer de productie van de Golf en de OPEC-regio's sneller zal moeten worden uitgebreid om de wereldvraag bij te kunnen houden, stijgt de olieprijs gestaag tot 58 \$/boe in 2030, hoger dan het niveau dat in 2005 werd bereikt, in buitengewoon gespannen leveringsbeperkingen.

Deze veranderingen weerspiegelen de ingebouwde dynamische processen in het model: op korte termijn hangen de olieprijsen af van veranderingen in de wereldvraag naar olie en de productiecapaciteiten van de Golflanden, die beschouwd worden als de "swing producers" (of hoeveelhedaanpassers) op de oliemarkt. Op langere termijn zullen de olieprijsen waarschijnlijk in hogere mate beïnvloed worden door de "grondbeginselen", d.w.z. de relatieve dynamiek van de wereldvraag en de beschikbare reserves, die gemeten wordt door de schommelingen in R/P ratio.

De oliemarkt is redelijk goed geïntegreerd op wereldniveau ("één grote plas"), maar hetzelfde kan niet gezegd worden van gas en steenkool, markten die nog altijd sterk regionaal georiënteerd zijn. De belangrijkste reden voor deze regionale verschillen zijn de hoge vervoerskosten van gas en steenkool in vergelijking met hun productiekosten. Hoewel de ontwikkeling van LNG-vervoersfaciliteiten ongetwijfeld een zekere wisselwerking tussen de regionale gasmarkten zal teweegbrengen, zullen de prijsverschillen de komende 30 jaar hoogstwaarschijnlijk niet volledig verdwijnen. Dat betekent een constante in de basisveronderstellingen die ten grondslag lagen aan de energieprijsvooruitzichten.

Voor gas verschilt de R/P ratio in 2000 sterk van regio tot regio, van zo'n 18 jaar op de Amerikaanse markt tot meer dan 100 jaar op de Europese markt. Ofschoon de dalende R/P ratio wel een verklaring biedt voor de stijging van de gasprijzen in de projectie, moet niettemin worden opgemerkt dat de hiërarchie in R/P per regio nog niet de verschillen in prijsniveaus verklaart, daar deze laatste afhangen van de aanbodstructuur van elke markt: de Aziatische markt, met het hoogste LNG-aanbod, heeft het hoogste prijsniveau en de hoofdzakelijk continentale Amerikaanse markt het laagste. Europa neemt op beide punten (aanbodcriterium en prijs) een tussenpositie in.

De Europese gasprijdynamiek blijft tot 2025 vrij parallel met die van de olieprijs, maar de kloof zal later, wanneer de gasprijs minder stijgt, breder worden. Gedurende deze hele periode blijft hij het midden houden tussen de Amerikaanse en de Aziatische marktprijzen.

De steenkoolprijzen vertonen een heel ander profiel. Aan het eind van de periode convergeren zij op de drie markten naar een niveau van 15 \$05/boe, ongeveer een kwart van de olieprijs.

Steenkool geniet dus van een structureel kostenvoordeel, de steenkoolvoorraden zijn veel groter dan die van olie en gas; zij zijn sterk verspreid en liggen vaak in landen met een hoog verbruik. Daarom zal de absolute stijging van de steenkoolprijs, uitgedrukt in olie-equivalenten, naar verwachting minder hoog zijn dan die van de koolwaterstoffen. In het referentiescenario zullen de steenkoolprijzen grofweg verdubbelen ten opzichte van het huidige niveau; ongeveer dezelfde relatieve verandering wordt verwacht voor olie.

C. Gedetailleerde resultaten van het referentiescenario

BELGIUM: Baseline						Summary Energy Balance			
	1990	2000	2010	2020	2030	00/90	10/00	20/10	30/20
						Annual % Change			
Primary Production (ktoe)	12528	13471	14450	11344	2908	0,7	0,7	-2,4	-12,7
Fossil fuels	1094	193	0	0	0	-15,9			
Nuclear	10707	12422	12926	9004	0	1,5	0,4	-3,6	
Renew able energy sources	727	856	1524	2340	2908	1,6	5,9	4,4	2,2
Hydro	23	39	39	39	39	5,6	0,0	0,0	0,0
Biomass & Waste	701	810	1241	1932	2292	1,4	4,4	4,5	1,7
Wind	1	1	221	312	483	7,9	67,3	3,5	4,5
Solar and others	2	5	22	57	83	10,0	16,5	9,9	3,9
Net Imports (ktoe)	38857	48547	51783	53238	59052	2,3	0,6	0,3	1,0
Solids	9492	7566	6388	5171	11485	-2,2	-1,7	-2,1	8,3
Oil	21468	27331	29160	28688	27780	2,4	0,6	-0,2	-0,3
Natural gas	8217	13278	15617	18932	19463	4,9	1,6	1,9	0,3
Electricity	-320	372	618	448	325		5,2	-3,2	-3,2
Gross Inland Consumption (ktoe)	47257	57168	60354	58280	55429	1,9	0,5	-0,3	-0,5
Solids	10244	8200	6388	5171	11485	-2,2	-2,5	-2,1	8,3
Oil	17730	21949	23281	22386	21249	2,2	0,6	-0,4	-0,5
Natural gas	8169	13369	15617	18932	19463	5,0	1,6	1,9	0,3
Nuclear	10707	12422	12926	9004	0	1,5	0,4	-3,6	
Electricity	-320	372	618	448	325		5,2	-3,2	-3,2
Renew able energy forms	727	856	1524	2340	2908	1,6	5,9	4,4	2,2
as % in Gross Inland Consumption									
Solids	21,7	14,3	10,6	8,9	20,7				
Oil	37,5	38,4	38,6	38,4	38,3				
Natural gas	17,3	23,4	25,9	32,5	35,1				
Nuclear	22,7	21,7	21,4	15,4	0,0				
Renew able energy forms	1,5	1,5	2,5	4,0	5,2				
Fuel Inputs for Thermal Power & Steam Generation (ktoe)	6839	7876	8343	10215	17282	1,4	0,6	2,0	5,4
Solids	3879	3030	2781	2126	8906	-2,4	-0,9	-2,6	15,4
Oil	318	172	141	134	123	-6,0	-2,0	-0,5	-0,8
Gas	2239	4186	4732	7001	7012	6,5	1,2	4,0	0,0
Biomass & Waste	403	488	689	954	1241	1,9	3,5	3,3	2,7
Other (hydrogen,...)	0	0	0	0	0				
Fuel Input in other transformation processes (ktoe)	35153	40739	37200	36665	35307	1,5	-0,9	-0,1	-0,4
Energy Branch Consumption (ktoe)	2310	2370	2334	2216	2161	0,3	-0,2	-0,5	-0,3
Non-Energy Uses (ktoe)	2739	5814	5337	5097	5043	7,8	-0,9	-0,5	-0,1
Final Energy Demand (ktoe)	31355	37055	39968	41197	40930	1,7	0,8	0,3	-0,1
by sector									
Industry	11944	13769	13993	14102	13851	1,4	0,2	0,1	-0,2
Residential	8337	9465	10311	10314	10008	1,3	0,9	0,0	-0,3
Tertiary	3370	4158	4848	5446	5763	2,1	1,5	1,2	0,6
Transport	7704	9662	10816	11336	11308	2,3	1,1	0,5	0,0
by fuel									
Solids	3783	3373	2453	2143	1907	-1,1	-3,1	-1,3	-1,2
Oil	14734	16038	17497	17003	16091	0,9	0,9	-0,3	-0,5
Gas	6993	9615	10312	11052	11300	3,2	0,7	0,7	0,2
Electricity	4986	6667	7822	8597	9052	2,9	1,6	0,9	0,5
Heat (from CHP and District Heating)	566	1046	1369	1529	1605	6,3	2,7	1,1	0,5
Other	293	316	514	873	975	0,8	5,0	5,4	1,1
CO2 Emissions (Mt of CO2)	105,9	114,7	115,9	117,0	139,9	0,8	0,1	0,1	1,8
Power generation/District heating	22,4	23,5	23,4	25,9	52,4	0,5	-0,1	1,0	7,3
Energy Branch	5,3	5,3	4,7	4,5	4,2	0,0	-1,2	-0,5	-0,7
Industry	29,3	29,1	26,1	24,9	23,5	-0,1	-1,1	-0,4	-0,6
Residential	18,7	20,0	20,8	19,8	18,3	0,7	0,4	-0,5	-0,8
Tertiary	7,5	8,2	9,4	10,1	10,2	0,9	1,5	0,7	0,2
Transport	22,6	28,6	31,5	31,9	31,3	2,4	1,0	0,1	-0,2
CO2 Emissions Index (1990=100)	100,0	108,3	109,5	110,5	132,2				

Source: PRIMES

BELGIUM: Baseline		Indicators								
		1990	2000	2010	2020	2030	00/90	10/00	20/10	30/20
		Annual % Change								
Main Energy System Indicators										
Population (Million)		9,968	10,246	10,554	10,790	10,984	0,3	0,3	0,2	0,2
GDP (in 000 MEUR'00)		200,1	247,9	302,9	370,1	431,7	2,2	2,0	2,0	1,5
Gross Inl. Cons./GDP (toe/MEUR'00)		236,2	230,6	199,3	157,5	128,4	-0,2	-1,4	-2,3	-2,0
Gross Inl. Cons./Capita (toe/inhabitant)		4,74	5,58	5,72	5,40	5,05	1,6	0,2	-0,6	-0,7
Electricity Generated/Capita (kWh/inhabitant)		7043	8066	8900	9685	10174	1,4	1,0	0,8	0,5
Carbon intensity (t of CO ₂ /toe of GIC)		2,24	2,01	1,92	2,01	2,52	-1,1	-0,4	0,4	2,3
CO ₂ Emissions/Capita (t of CO ₂ /inhabitant)		10,62	11,19	10,98	10,84	12,74	0,5	-0,2	-0,1	1,6
CO ₂ Emissions to GDP (t of CO ₂ /MEUR'00)		529,0	462,6	382,6	316,1	324,1	-1,3	-1,9	-1,9	0,3
Import Dependency %		75,7	77,7	78,2	82,4	95,3				
Energy intensity indicators (1990=100)										
Industry (Energy on Value added)		100,0	97,5	86,0	73,9	63,4	-0,2	-1,3	-1,5	-1,5
Residential (Energy on Private Income)		100,0	92,7	85,0	71,9	60,9	-0,8	-0,9	-1,7	-1,7
Tertiary (Energy on Value added)		100,0	99,5	92,7	84,7	76,7	0,0	-0,7	-0,9	-1,0
Transport (Energy on GDP)		100,0	101,2	92,8	79,5	68,0	0,1	-0,9	-1,5	-1,6
Carbon Intensity Indicators										
Electricity and Steam production (t of CO ₂ /MWh)		0,29	0,25	0,21	0,21	0,40	-1,7	-1,5	-0,1	6,6
Final energy demand (t of CO ₂ /toe)		2,49	2,32	2,20	2,10	2,04	-0,7	-0,5	-0,4	-0,3
Industry		2,46	2,12	1,86	1,77	1,70	-1,5	-1,3	-0,5	-0,4
Residential		2,24	2,11	2,02	1,92	1,82	-0,6	-0,4	-0,5	-0,5
Tertiary		2,22	1,96	1,94	1,85	1,78	-1,2	-0,1	-0,5	-0,4
Transport		2,94	2,96	2,91	2,81	2,77	0,1	-0,2	-0,4	-0,1

Source: PRIMES

BELGIUM: Baseline		Electricity and steam generation sector							
		2000	2010	2020	2030	10/00	20/10	30/20	
		Annual % Change							
Electricity demand (GWh)									
Final energy consumption		86964	101117	109703	115530	1,5	0,8	0,5	
Industry		39861	47105	49472	50059	1,7	0,5	0,1	
Households		23734	27717	30883	33553	1,6	1,1	0,8	
Tertiary		12491	14606	18133	20248	1,6	2,2	1,1	
Transport		1440	1529	1481	1398	0,6	-0,3	-0,6	
Energy branch		5757	6334	5966	6523	1,0	-0,6	0,9	
Transmission and distribution losses		3682	3826	3769	3749	0,4	-0,2	-0,1	
Electricity supply (GWh)									
Net imports		86964	101117	109703	115530	1,5	0,8	0,5	
Domestic production		4325	7182	5204	3774	5,2	-3,2	-3,2	
Electricity generation by fuel type (GWh)									
Nuclear energy		82639	93935	104499	111756	1,3	1,1	0,7	
Renewables		48148	50103	34898	0	0,4	-3,6		
Hydro		1693	4816	9273	13177	11,0	6,8	3,6	
Wind		459	458	458	458	0,0	0,0	0,0	
Solar		15	2570	3631	5616	67,3	3,5	4,5	
Biomass & waste		0	7	25	54		13,8	8,2	
Fossil fuels		1219	1780	5159	7048	3,9	11,2	3,2	
Coal		32798	39017	60328	98579	1,8	4,5	5,0	
Petroleum products		12903	11854	10757	47227	-0,8	-1,0	15,9	
Natural gas		738	648	592	544	-1,3	-0,9	-0,8	
Coke & blast-furnace gasses		16086	24058	46848	49229	4,1	6,9	0,5	
Other fuels (hydrogen, etc)		3071	2458	2131	1579	-2,2	-1,4	-3,0	
Indicators									
Efficiency for thermal electricity production (%)		37,1	42,1	55,1	52,6				
Load factor for gross electric capacities (%)		63,0	63,6	61,1	55,5				
CHP indicator (% of electricity from CHP)		7,9	14,3	18,5	18,2				
Non fossil fuels in electricity generation (%)		60,3	58,5	42,3	11,8				
- nuclear		58,3	53,3	33,4	0,0				
- renewable energy forms		2,0	5,1	8,9	11,8				

Source: PRIMES

D. Definitie van de gebruikte indicatoren in hoofdstuk III en IV

TABEL 30 - Lijst van gebruikte indicatoren en hun definitie in de analyse van de PRIMES-resultaten

Lexicon van indicatoren	Indicator	Beschrijving	Eenheid
Primaire energiebehoeften	Netto-invoer van energie	Som van de invoer van vaste brandstoffen, olie (bestaande uit ruwe olie, feedstocks en olieproducten), aardgas en elektriciteit minus de som van hun uitvoer	ktoe
	Energie-intensiteit van bnp	Bruto binnenlands verbruik (bbv) gedeeld door bnp	toe/miljoen EUR
	Energieafhankelijkheid	Aandeel van netto invoer van energie in het bruto binnenlands verbruik (gedefinieerd als de som van primaire productie en netto invoer)	%
	Nationale behoeften aan aardgas	Totale nationale gasbehoeften of bruto binnenlands verbruik van aardgas	ktoe
	Energetische CO ₂ -emissies	Energiegerelateerde CO ₂ -emissies	Mt CO ₂
	% HEB in bbv	Aandeel van hernieuwbare energiebronnen in het bruto binnenlands verbruik	%
Elektriciteitsproductie	Koolstofvrij aandeel in de elektriciteitsproductie	Aandeel in stroomopwekking van energievormen die geen CO ₂ uitstoten bij de elektriciteitsproductie	%
	Elektriciteitsproductie op basis van aardgas	Elektriciteit opgewekt uit aardgas	GWh
	Elektriciteitsproductie op basis van steenkool	Elektriciteit opgewekt uit steenkool	GWh
	Productiecapaciteitsuitbreiding	Uitbreiding van nationale stroomcapaciteit vanaf 2005 (cumulatief)	MWe
	CO ₂ per MWh	Uitgestoten CO ₂ per geproduceerde MWh	t CO ₂ /MWh

E. Details van het design van de alternatieve scenario's (cfr. deel IV.B en IV.C)

1. Terugkeer van nucleaire energie voor de productie van elektriciteit

Volgende veronderstellingen aangaande kosten, timing en productiecapaciteit werden gemaakt voor de modelisatie van de terugkeer van nucleaire energie:

1. De levensduur van de bestaande nucleaire centrales kan verlengd worden tot 60 jaar. Voor de jongste eenheden (Tihange 2 en 3, Doel 3 en 4) wordt verondersteld dat geen bijkomende investeringen nodig zijn; de oudere centrales daarentegen vereisen extra investeringen om hun operationale leven te verlengen: de levensduur van de Tihange 1 nucleaire productie-eenheid kan uitgebreid worden tot een maximum van 60 jaar tegen een investeringskost gelijk aan 25 % van de kost van een nieuw gebouwde eenheid terwijl de Doel 1&2-eenheden tot 60 jaar kunnen blijven functioneren aan een investeringskost van 30 % van een nieuw gebouwde eenheid (omwille van de oudere technologie).
2. Bovendien kan het model beslissen om na 2020 in één bijkomende nucleaire eenheid met een capaciteit van 1 700 MW te investeren. De "overnight cost" van deze nieuw gebouwde eenheid wordt op EUR 1 800/geïnstalleerde kW geschat.

De terugkeer van nucleaire energie is nochtans niet enkel een economische kwestie; bovendien blijven er heel wat onzekerheden bestaan over de economische kant van kernenergie. De nucleaire optie is veelbelovend enkel en alleen indien een bevredigende en transparante oplossing gevonden kan worden op het vraagstuk van veiligheid en nucleair afvalmanagement, en dit aan een redelijke kost. Recent ondernomen opiniepeilingen door de Europese Commissie bevestigen dit standpunt. Zij tonen dat o.a. een duidelijk beleid voor het management van nucleair afval de publieke opinie over het gebruik van kernenergie significant zou verbeteren. Daarom ook is het belangrijk voor de EU om ervoor te zorgen dat de Lidstaten beslissingen nemen over veilige berging over een redelijke tijdsspanne en met toekomstige generaties in het achterhoofd. Volgens de meeste experts is permanente diepe berging de best gekende oplossing voor het lange-termijnmanagement van radioactief afval. Onderzoek in de technologie van radioactief afvalmanagement heeft nog niet geleid tot een praktisch alternatief voor geologische opslag. Niettegenstaande dat moet onderzoek verder gezet worden om toekomstige generaties uitzicht en toegang te geven tot nieuwe technologieën voor de behandeling van radioactief afval -zoals transmutatie- in de hoop dat met verloop van tijd afval significant gereduceerd kan worden. Wat veiligheid betreft, bevindt de technologie zich steeds op het scherp van de snee en nieuwe types van reactoren die veiligheid als één van de topprioriteiten in het vaandel dragen, zijn in de fase van implementatie. Bovendien heeft de Europese Commissie een pakket van drie maatregelen voorgesteld over nucleaire veiligheid en de uitfasering van verouderde installaties, het management van radioactief afval en handel in nucleaire materialen met Rusland.

2. Opvang en opslag van koolstof (carbon capture and storage, CCS)

CCS is een nieuwe en veelbelovende technologische piste die ingezet kan worden om koolstofdioxide-emissies te reduceren. Meer in detail is CCS een procedure waarin CO₂ opgevangen wordt terwijl het geproduceerd wordt, met andere woorden wanneer steenkool of aardgas verbrand worden. Nadien wordt CO₂ getransporteerd en opgeslagen op een permanente manier in bvb. oude koolmijnen of diepe rotsformaties.

Deze technologie is voornamelijk bedoeld voor grote (meer dan 300 MW) elektriciteitsproductiecentrales¹. De toepassing van CCS stelt technologische, wetenschappelijke en financiële uitdagingen voor zowel producenten als consumenten. Het kostenplaatje (dat cruciaal is, maar behandeld wordt in de kwantitatieve analyse met PRIMES², niettegenstaande grote onzekerheden over deze kosten) eventjes buiten beschouwing gelaten, zijn er aanzienlijke O&O- en demonstratiekloven die overbrugd moeten worden in de loop van de volgende jaren indien men de CCS-technologieën op tijd ontwikkeld wil hebben om hun volle potentieel te benutten. Deze kloven hebben betrekking op de drie componenten van CCS, namelijk CO₂-opvangtechnologieën, transport van CO₂ over lange afstanden en CO₂-opslagfaciliteiten. De publieke opinie en aanvaardbaarheid voor het milieu van CCS blijven eveneens een heet hangijzer. Een overzicht van koolstofopvang en -opslag en meer gedetailleerde informatie over de uitdagingen geassocieerd met deze technologie kunnen in de volgende rapporten teruggevonden worden:

- IEA, *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*, 2006
- Devogelaer D., D. Gusbin, D. Bassilière, F. Bossier, I. Bracke, F. Thiery, A. Henry and N. Gouzée, *Het klimaatbeleid na 2012: Analyse van scenario's voor emissiereductie tegen 2020 en 2050*, Federaal Planbureau, Rapport in opdracht van de federale Minister van Leefmilieu, 2006.

Gegeven deze algemene context werd beslist twee categorieën scenario's te construeren, met name één waarin verondersteld wordt dat CCS technisch en commercieel beschikbaar is in de periode 2020-2030 (CO₂-15 % zonder nucleair met CCS), een andere waarin deze CO₂-reductietechnologie niet opgenomen is als een deel van de CO₂-reductieopties (CO₂-15 % zonder nucleair zonder CCS, CO₂-15 % met nucleair zonder CCS, *effi*-scenario en *EUpk15am*).

1. CCS wordt ook voorzien in waterstofproductie-eenheden.
2. De technico-economische data van CCS die in de PRIMES-analyse werd gebruikt, is hoofdzakelijk gebaseerd op Tzimas E. et al. (2005). De economische benadering van CCS voorgesteld in deze paper leidt tot het besluit dat de introductie van CCS-technologieën in Europa in 2020 zal resulteren in een stijging van de productiekost van elektriciteit ten belope van 30-55 % afhankelijk van de elektriciteitsproductietechnologie die gebruikt wordt. De kost van opvang is de hoogste van de drie kostencomponenten (opvang, transport en opslag) en ligt binnen het interval EUR 20-40 per vermeden ton CO₂; de kost van CO₂-transport wordt geschat op EUR 1 tot 4 per ton CO₂ en de kost van opslag valt binnen het interval van EUR 1-3 per opgeslagen ton CO₂.

F. Energiebesparingen in het PRIMES-model: potentieel, modellering en interpretatie van de resultaten

1. Inleiding

Gedetailleerde technologische modellen, die vaak gebaseerd zijn op 'bottom-up'-benaderingen, wijzen op het bestaan van een energiebesparingspotentieel dat verwezenlijkt kan worden zonder bijkomende kosten voor het energiesysteem (vb. brandstofbesparingen die de bijkomende investeringskosten die verbonden zijn aan de aankoop van meer efficiënte uitrusting meer dan compenseren). Er zijn echter in de praktijk geen gegevens (vb. de energieverbruiksstatistieken) over de verwezenlijking van een dergelijk rendabel energiebesparingspotentieel: dat verschijnsel wordt vaak met de Engelse term 'efficiency gap' (efficiëntiekloof) aangeduid.

Micro-economische analyses suggereren dat die kloof verklaard kan worden door bepaalde omstandigheden in de markten (vb. gebrek aan informatie) en door het gedifferentieerde gedrag van de economische agenten. Dat wordt onderstreept in het recent gepubliceerde rapport, the Stern Review 'The Economics of Climate Change': '...Even where measures to reduce emissions are cost-effective, there may be barriers preventing action. These include a lack of reliable information, transaction costs, and behavioural and organisational inertia. The impact of these barriers can be most clearly seen in the frequent failure to realise the potential for cost-effective energy efficiency measures.'¹

2. Modellering van het energieverbruik en de energiebesparingen in PRIMES

Het PRIMES-model omvat niet alleen een gedetailleerde reeks technologieën voor energie-omzetting en energieverbruik, maar modelleert ook marktmechanismen en het gedrag van economische actoren. Dat laatste element is bijzonder relevant wanneer het gaat om de modellering van de beslissingen die gezinnen nemen op het vlak van investeringen en energieverbruik (vb. gebruiksintensiteit van de uitrusting). Het zijn beslissingen die zowel afhangen van technologische als van gedragscomponenten. De technologische componenten zijn nodig om de fysieke beperkingen op energieverbruik en -besparingen weer te geven, terwijl de gedragscomponenten enerzijds nodig zijn om de verwachtingen van de consument en hun invloed op de keuze van uitrusting toe te lichten en, anderzijds, de impact van de energieprijzen op het energieverbruik te verklaren. De dynamiek van de penetratiegraad en de vervanging van de uitrusting zijn eveneens afhankelijk van het verloop van kapitaal.

Gebaseerd op studies die Ecofys en het Wuppertal Institute hebben uitgevoerd voor de Europese Commissie, specificeert het PRIMES-model voor elke combinatie 'verbruik/technologie' een maximaal energiebesparingspotentieel dat overeenstemt met de aanwending van de best beschikbare technologie.

1. Vertaling FPB: 'zelfs wanneer de maatregelen om de uitstoot te verminderen economisch rendabel zijn, kunnen er barrières zijn die acties in de weg staan. Die barrières omvatten het gebrek aan betrouwbare informatie, transactiekosten, inertie op het vlak van gedragingen en van de organisatie. De impact van die barrières komt het meest duidelijk tot uiting in het feit dat het potentieel aan rendabele energie-efficiënte maatregelen vaak niet kan worden verwezenlijkt.'

Zoals hierboven reeds vermeld, zal het deel van het maximale energiebesparingspotentieel dat door het model zal worden geïmplementeerd, niet alleen afhangen van (brandstof)prijzen en (uitrustings)kosten, maar ook van gedragsindicatoren. Eén van die gedragsindicatoren is het actualiseringspercentage. Uit empirische waarnemingen blijkt dat kleine consumenten hoge subjectieve actualiseringspercentages hanteren, terwijl de industrie opteert voor relatief lagere actualiseringspercentages. PRIMES past meer bepaald de volgende percentages toe: 8 % voor grote gecentraliseerde producenten, 12 % voor industriële en commerciële activiteiten en 17,5 % voor de investeringen van de gezinnen. Hogere actualiseringspercentages wijzen erop dat de meeste gezinnen opteren voor korte terugbetalingstermijnen.

De aanwezigheid van gedragsindicatoren verklaart waarom niet het volledige potentieel aan kostenefficiënte energiebesparing geïmplementeerd werd en waarom belangrijke brandstofprijsstijgingen nodig zijn om dat wel te verwezenlijken: prijssignalen alleen kunnen te “soft” zijn om een belangrijke impact te hebben (Stern Review, 2006). Er zijn passende beleidsmaatregelen nodig om bestaande barrières en onvolmaaktheden op de markt die een belemmering vormen voor efficiënt energiegebruik weg te werken en om de prijssignalen terdege te laten functioneren, en om het gedrag van de consumenten te kneden naar meer energiebesparingen. Relevante beleidsmaatregelen impliceren regulerende (vb. minimumstandaarden voor gebouwen en uitrustingen) en financiële maatregelen, maar ook informatie en opleiding. Die beleidsmaatregelen hebben een kostprijs, kosten die gedragen worden door de overheidsfinanciën en door de consumenten. De analyse van de economische impact van die beleidsinstrumenten betekent dat kostenelementen die soms moeilijk ingeschat kunnen worden, volledig gekend zijn, wat momenteel buiten de reikwijdte van het PRIMES-model ligt.

Het is natuurlijk mogelijk om aan de hand van het PRIMES-model de impact van gefocuste acties te evalueren die de opvatting van energiegebruikers over de energiekosten verbeteren, door de gedragsparameters te veranderen zodat er voor efficiëntere oplossingen wordt gekozen ondanks de initieel hogere kostprijs. Dat werd in de scenario's 'met aanvullende maatregelen' in de studie voor Minister Tobback gedaan en in de 'energie-efficiëntiescenario's' voor DG TREN. De evaluatie wordt echter beperkt tot de impact op het energiesysteem, de emissies en de energierelateerde kosten; een volledige voorstelling van de economische gevolgen wordt echter niet gegeven.

3. Interpretatie van de resultaten met PRIMES

Zoals benadrukt werd in het rapport (maar ook in de verschillende rapporten die door NTUA werden opgesteld voor de Europese Commissie) vertegenwoordigen de koolstofwaarden niet de kosten van de beleidsimplementatie, zij zijn enkel indicatief voor de relatieve moeilijkheidsgraad om bepaalde doelstellingen te behalen. De koolstofwaarden vertegenwoordigen de marginale reductiekosten voor de CO₂-reducties van -15 % en -30 % in 2030 in vergelijking met het niveau van 1990, nl. de kostprijs van het laatste gereduceerde ton zodat de reductiedoelstelling behaald wordt. In de scenario's zonder kernenergie en CCS wordt de flexibiliteit van de elektriciteits- en stoomsector om aan de CO₂-beperkingen tegemoet te komen, sterk ingeperkt (voornamelijk via een verdere ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen tot aan de vastgelegde limieten) en sommige ver-

anderingen zijn vrij duur (zon-FV). Bijgevolg ligt de nadruk meer op de vraagzijde waar, gelet op de inertie van het systeem (die weerspiegeld wordt via gepaste gedragsindicatoren), hogere koolstofwaardes vereist zijn omdat specifieke beleidsmaatregelen ontbreken. Hoge koolstofwaarden duiden dan gewoon op de hogere kosten in de verschillende sectoren.

Dit resultaat kan beschouwd worden als een overschatting van de huidige kostprijs van de energiebesparingen als er gepaste beleidsmaatregelen worden verwacht om de marktekorten en -belemmeringen voor gedragsverandering weg te werken. Dat is echter hoogstwaarschijnlijk niet het geval indien beleidsmakers daar nu geen sterke actie toe ondernemen.



Bibliografie

- Belgisch Staatsblad (2003), *Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie*, pp. 9879-9880, 28 februari 2003.
- Belgium (2006), *Vierde Nationale Mededeling over Klimaatverandering onder het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake Klimaatverandering*, 2006.
- Belgium (2007), *Report by Belgium for the assessment of projected progress under Decision No 280/2004/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 concerning a mechanism for monitoring Community greenhouse gas emissions and for implementing the Kyoto Protocol*, 15 March 2007.
- Commissie Energie 2030 (2007), *Belgium's energy challenges towards 2030*, Final report (http://www.ce2030.be/finalrep_publ.htm).
- Council of the European Union (2007), *Presidency conclusions of the Brussels European Council*, 8 and 9 March 2007.
- Courcelle Ch. en D. Gusbin (2001), *Perspectives énergétiques 2000-2020 : scénarios exploratoires pour la Belgique*, Federaal Planbureau, Planning Paper 88.
- European Commission (2005), Directorate-General for Energy and Transport, *Groenboek inzake energie-efficiëntie, Meer doen met minder*.
- European Commission (2006), Directorate-General for Energy and Transport, *European Energy and Transport, Trends to 2030-update 2005*.
- European Commission (2006), Directorate-General for Energy and Transport, *European Energy and Transport, Scenarios on energy efficiency and renewables*.
- European Commission (2007), *Energy for a changing world*. (http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/index_en.htm).
- Federaal Planbureau (juli 2006), *La politique climatique post-2012: analyse de scénarios de réductions d'émissions aux horizons 2020 et 2050, Het klimaatbeleid na 2012: Analyse van scenario's voor emissiereductie tegen 2020 en 2050*.
- Federaal Planbureau (september 2006), *Long term energy and emissions' projections for Belgium with the PRIMES model*, report addressed to the Commission Energy 2030.
- Federaal Wetenschapsbeleid (2006), *Démographie, géographie et mobilité : perspectives à long terme et politiques pour un développement durable (MOBIDIC)*, CP/60.

- Gusbin D. en B. Hoornaert (2004), *Energievooruitzichten voor België tegen 2030*, Federaal Planbureau, Planning Paper 95.
- Gusbin D. en A. Henry (2007), *Eclairage sur les enjeux de la politique énergétique belge confrontée au défi climatique*, Federaal Planbureau, Working Paper 1-07.
- Henry A. (2005), *Quelle énergie pour un développement durable*, Federaal Planbureau, Working Paper 14-05.
- IEA, *World Energy Outlook 2006*.
- IEA, *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*, 2006.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (1996), *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. (<http://www.ipcc.ch>).
- NTUA (2005), Energy-Economics-Environment Modelling Laboratory Research and Policy Analysis, *The PRIMES Energy System Model: Short Description*. (<http://www.e3mlab.ntua.gr/downloads.php>).
- Official Journal of the European Union (2003), *Directive 2003/30/EC of the European Parliament and of the Council of 8 May 2003 on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport*, OJ L123/42, 17 May 2003.
- Stern Review (2006), *The Economics of Climate Change*. (http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/sternreview_index.cfm).
- Tzimas E. and S.D. Peteves, *The impact of carbon sequestration on the production cost of electricity and hydrogen from coal and natural-gas technologies in Europe in the medium term*, *Energy* 30, pp. 2672-2689, 2005.
- Universiteit van Karlsruhe (2002), IWW, *Description du modèle européen de transport SCENES*. (<http://www.iww.uni-karlsruhe.de/SCENES/>).
- VMM, Vito, DGRNE, BIM, IRCEL en FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu (2007), *Belgium's greenhouse gas inventory (1990-2005)*, *National Inventory Report* submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change.